



煤炭科学技术 COAL SCIENCE AND TECHNOLOGY

煤炭科学技术

深部煤层气储层改造技术迭代升级历史与发展方向

徐凤银 甄怀宾 李曙光 王峰 张雷 王玉斌 余维初 朱卫平 徐博瑞 杨贇 赵海峰 白坤森

引用本文:

徐凤银, 甄怀宾, 李曙光, 等. 深部煤层气储层改造技术迭代升级历史与发展方向[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(3): 1–18.
XU Fengyin, ZHEN Huaibin, LI Shuguang. History and development direction of iterative upgrading of deep coalbed methane reservoir reconstruction technology: Taking the Daji Block in the eastern margin of the Ordos Basin as an example[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 1–18.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.12438/cst.2025-0032>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

深部煤储层孔裂隙结构对煤层气赋存的影响

Influence of deep coal pore and fracture structure on occurrence of coalbed methane: a case study of Daning–Jixian Block in eastern margin of Ordos Basin

煤炭科学技术. 2024, 52(8): 106–123 <https://doi.org/10.12438/cst.2023-1334>

碎软低渗煤储层强化与煤层气地面开发技术进展

Technology processes of enhancement of broken soft and low permeability coal reservoir and surface development of coalbed methane

煤炭科学技术. 2024, 52(1): 196–210 <https://doi.org/10.12438/cst.2023-0997>

贵州省煤层气井压裂改造对产气量的影响及开发建议

Influence of fracturing reconstruction of coalbed methane wells on gas production and development suggestions in Guizhou Province: taking Panguan syncline as an example

煤炭科学技术. 2024, 52(S1): 116–126 <https://doi.org/10.12438/cst.2024-0188>

渝东南地区龙潭组煤层气甜点地质评价及有效压裂工艺

Geological evaluation and effective fracturing technology of Longtan Formation CBM in Nanchuan Block, Southeast Chongqing, China

煤炭科学技术. 2023, 51(S2): 132–140 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-2248>

沁水盆地深部煤层气开发井完井技术进展

Progress in completion technology of deep coalbed methane development wells in Qinshui Basin

煤炭科学技术. 2025, 53(2): 252–262 <https://doi.org/10.12438/cst.2024-0202>

中国煤层气储层地质与表征技术研究进展

Research progress on coalbed methane reservoir geology and characterization technology in China

煤炭科学技术. 2022, 50(1): 196–203 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/cd3bec7c-01d5-46d1-a448-8eb611a7b817>



关注微信公众号，获得更多资讯信息

“中国煤层气高效开发关键技术与实践”专题



移动扫码阅读

徐凤银, 甄怀宾, 李曙光, 等. 深部煤层气储层改造技术迭代升级历史与发展方向——以鄂尔多斯盆地东缘大吉区块为例[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(3): 1-18.

XU Fengyin, ZHEN Huaibin, LI Shuguang, *et al.* History and development direction of iterative upgrading of deep coalbed methane reservoir reconstruction technology: Taking the Daji Block in the eastern margin of the Ordos Basin as an example[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 1-18.

深部煤层气储层改造技术迭代升级历史与发展方向

——以鄂尔多斯盆地东缘大吉区块为例

徐凤银^{1,2,3}, 甄怀宾^{3,4}, 李曙光^{3,4}, 王峰^{3,4}, 张雷^{3,4}, 王玉斌^{3,4}, 余维初⁵, 朱卫平^{3,4},
徐博瑞³, 杨赞³, 赵海峰⁶, 白坤森^{3,4}

(1. 成都理工大学 能源学院(页岩气现代产业学院), 四川 成都 610059; 2. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610059; 3. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095; 4. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028; 5. 长江大学 化学与环境学院, 湖北 荆州 434023; 6. 中国石油大学(北京) 石油工程学院, 北京 102249)

摘要: 2019年, 中石油煤层气公司通过对位于鄂尔多斯盆地东缘大吉区块埋藏深度大于2 000 m的深部8号煤层, 实施了储层改造适应性技术攻关, 取得深部煤层气实现效益开发的颠覆性突破, 有力地推动全国加快深部煤层气勘探开发进程, 由此带动中国煤层气产业进入发展史上最佳时期。5 a多来的实践证明, 储层改造技术进步和迭代升级是推动深部煤层气效益开发和增储上产的关键技术路径。针对深部煤层气实现效益开发以来储层改造技术所经历的阶段与迭代历程, 系统梳理出体积酸化、大规模体积、超大规模体积、地质工程一体化精益等4种压裂迭代技术, 并对其分别进行了实施效果评价, 也对相应压裂液体系性能进行了简要分析。从追求基质改造到大规模缝网形成, 从追求极限改造体积到井网缝网精益弥合, 逐步上升到多种储层改造的新技术和先进理念, 将基于地质特征的精细化压裂设计在实践中应用, 取得显著效果; 指出深部煤储层改造仍面临5方面问题挑战和优化空间, 包括: 超大规模压裂水资源消耗及返排液处理难度大、智能化压裂模式攻关、协同压裂方法尚不成熟、深部中低阶煤层压裂技术体系亟待建立、压裂液功能仍不完善等。针对存在的问题和挑战, 提出六大发展方向: ① 深化推动减水压裂; ② 开展鱼骨水平井+基质酸化大规模减水增产技术攻关; ③ 加大实现人工智能技术在智能化压裂和压后评估中的应用突破; ④ 开展基于井组缝网弥合协同压裂工艺研发和应用; ⑤ 加强深部中低阶煤储层改造技术体系研发和实践; ⑥ 研发进一步实现降本增效和提高深部煤层气采收率的新压裂材料。

关键词: 深部煤层气; 储层改造; 压裂技术; 迭代升级; 压裂液; 地质工程一体化

中图分类号: TE37

文献标志码: A

文章编号: 0253-2336(2025)03-0001-18

History and development direction of iterative upgrading of deep coalbed methane reservoir reconstruction technology: Taking the Daji Block in the eastern margin of the Ordos Basin as an example

XU Fengyin^{1,2,3}, ZHEN Huaibin^{3,4}, LI Shuguang^{3,4}, WANG Feng^{3,4}, ZHANG Lei^{3,4}, WANG Yubin^{3,4}, YU Weichu⁵, ZHU Weiping^{3,4}, XU Borui³, YANG Yun³, ZHAO Haifeng⁶, BAI Kunsen^{3,4}

(1. College of Energy (College of Modern Shale Gas Industry), Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China; 2. State Key Laboratory of Oil

收稿日期: 2025-01-07

策划编辑: 常琛

责任编辑: 钱小静

DOI: 10.12438/cst.2025-0032

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司攻关性应用性技术攻关项目(2023ZZ18); 中国石油天然气股份有限公司科技专项资助项目(2023ZZ28)

作者简介: 徐凤银(1964—), 男, 陕西佳县人, 教授, 博士。E-mail: xufy518@sina.com.cn

通讯作者: 甄怀宾(1986—), 男, 河北石家庄人, 高级工程师, 学士。E-mail: zhenhb_cbm@petrochina.com.cn

and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China; 3. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center, Beijing 100095, China; 4. PetroChina Coalbed Methane Co., Ltd., Beijing 100028, China; 5. College of Chemistry and Environmental Engineering, Yangtze University, Jingzhou 434023, China; 6. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: In 2019, PetroChina's Coalbed Methane (CBM) Company achieved a groundbreaking breakthrough in the profitable development of deep coalbed methane reservoirs. This was accomplished through technological innovation in reservoir stimulation for the deeply buried No. 8 coal seam in the Daji block, located on the eastern margin of the Ordos Basin, with burial depths exceeding 2 000 m. This success significantly accelerated the exploration and development of deep CBM across the country, marking the beginning of the most prosperous period in the history of China's CBM industry. Over the past five years, practical experience has demonstrated that advancements and iterative upgrades in reservoir stimulation technologies are key pathways for driving the profitable development of deep CBM and achieving reserve growth and production increases. This paper systematically reviews the stages and iterative progress of reservoir stimulation technologies since the profitable development of deep CBM was realized. Four fracturing technologies—Volumetric acidizing, large-scale volumetric fracturing, ultra-large-scale volumetric fracturing, and integrated geological-engineering precision fracturing—are examined in terms of their implementation and effectiveness. Additionally, a brief analysis of the performance of corresponding fracturing fluid systems is provided. The technological progression evolved from pursuing matrix stimulation to achieving large-scale fracture networks, from maximizing stimulation volume to optimizing well-to-fracture network integration, and eventually to adopting innovative technologies and advanced concepts for reservoir stimulation. Practical application of finely tailored fracturing designs based on geological characteristics has yielded remarkable results. However, the paper identifies five key challenges and areas for improvement in deep coal reservoir stimulation: High water consumption and difficulties in managing flowback fluids during ultra-large-scale fracturing; The need for breakthroughs in intelligent fracturing technologies; Immaturity of collaborative fracturing methods; The urgent requirement to establish fracturing technology systems for deep, medium-to-low-rank coal seams; Incomplete functionality of fracturing fluids. To address these challenges, six development directions are proposed: ① Advancing water-reducing fracturing techniques; ② Conducting research on fish-bone horizontal wells combined with matrix acidizing for large-scale water-reduction and production enhancement; ③ Expanding the application of artificial intelligence in intelligent fracturing and post-fracturing evaluation; ④ Developing and implementing collaborative fracturing techniques to optimize well-to-fracture network integration; ⑤ Strengthening research and development and application of stimulation technologies for deep, medium-to-low-rank coal reservoirs; ⑥ Innovating new fracturing materials to further reduce costs, improve efficiency, and enhance recovery rates for deep CBM.

Key words: deep coalbed methane; reservoir stimulation; fracturing technology; iterative upgrading; fracturing fluid; integrated geological-engineering approach

0 引 言

我国煤层气资源丰富,煤储层埋深小于 2 000 m 的煤层气资源为 $30.05 \times 10^{12} \text{ m}^3$,埋深在 2 000 ~ 3 000 m 的煤层气资源量约为 $18.40 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占总资源量的 38.16%^[1-4]。中浅层已经建成了沁水盆地南部和鄂尔多斯盆地东缘两大煤层气产业基地,并实现了规模效益开发^[5-6]。深部煤层气一般指埋藏深度大于 1 500 m 煤储层(或夹矸)中赋存的以甲烷为主的天然气,理论上一直被认为是煤层气效益开发的禁区,导致对其勘探开发实践长期处于停滞^[7-8]。2019 年,中石油煤层气公司对大宁—吉县区块致密砂岩气井进行层位复查,发现埋深大于 2 000 m 的深部 8 号煤层具有气测含量高、煤的硬度大、顶底板封性强且含水性差等特征,通过对全区测井、录井、岩屑等资料的分析研究,预测 8 号煤层具有良好的含气性和可改造性。于是,在没有更多地质认识和资料支撑的情况下,实施了针对深部煤储层改造的适

应性技术攻关,获得颠覆性突破。

随后的 5 a 多来,按照“一体化、立体化、双循环”工作思路,开展了深部煤层气的勘探开发试验和示范工作,历经勘探评价、先导试验、规模开发 3 个阶段^[9]。勘探评价阶段(2019—2021 年):采用常规压裂改造工艺+体积酸压技术,现场应用 17 口气井,其中 15 口丛式井日产气量 1 400 ~ 5 791 m^3 ,2 口水平井初期日产气量 $(0.5 \sim 1.1) \times 10^4 \text{ m}^3$,突破了深部煤层气勘探禁区,2020 年提交国内首个深部煤层气整装探明地质储量 $762 \times 10^8 \text{ m}^3$,拉开深部煤层气勘探评价序幕。开发先导试验阶段(2021—2023 年):勘探取得突破后,在储量区内优选北部先导试验区(2021 年)和南部扩大试验区(2022 年)开展开发先导试验,共部署 10 座井场 35 口水平井,投产 29 口,单井产量获得巨大突破,水平井初期平均日产气量 $8.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,支撑累计探明煤层气地质储量 $1 430 \times 10^8 \text{ m}^3$,理念认识和开发技术基本形成。规模开发阶段(2023 年至今):形成水平井钻井、精优压裂、采气

配套技术和工厂化施工组织模式，充分实现地质工程一体化，开始规模高效开发，共计投产 100 余口生产井，初期日产气量达到 $(6.0 \sim 13.0) \times 10^4 \text{ m}^3$ ，标志着深部煤层气关键开发指标和成熟组织模式形成。

大宁—吉县区块深部煤层气的开发经验和技術积累为国内外深部煤层气的高效开发奠定了坚实基础，全国范围内多个地区相继开展深部煤层气勘探开发实践，获得突破。以大宁—吉县区块深部煤层超大规模压裂技术为引领，鄂尔多斯盆地延川南区块^[10]、神府区块^[11]、大牛地区块^[12]、佳县南区块^[13]、准噶尔盆地白家海地区^[14]，四川盆地南川区块^[15]等多个深部煤层气区块也相继取得规模性效益开发。笔者对带动鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气实现颠覆性突出的储层改造技术迭代历程及效果进行系统梳理总结，深入分析深部煤层气储层改造技术面临的问题与挑战，指出未来发展方向，以期对进一步推进深部煤层气高效开发提供技术指导。

1 深部煤储层改造技术迭代发展与升级历程

自 1980 年，我国逐步开始对深部煤层气进行初步的风险勘探^[16]。这一时期主要采用常规的水力压裂技术，但由于对深部煤层的地质特征等认识不足，其改造效果不理想。改造效果差导致学术界认为深部煤层气是开发禁区，随后多年深部煤层勘探开发实践长期停滞。2019 年以来随着煤层气公司在大宁—吉县区块地质认识的深入和非常规压裂技术研究，深部煤储层改造技术取得了一系列关键突破，确立了深部煤层气从风险勘探、规模勘探和先导试验、工艺创新、规模开发的 4 个发展历程，见表 1。期间对深部煤储层埋藏演化史、热演化史、生烃演化史、含气性、储层物性、成藏演化规律、富集规律及扩散渗流规律等有了更深入的认识，奠定了深部煤层气勘探开发的理论基础；同时随着地质认识的深入，开展压裂配套技术研究，包括三维岩石力学特征、微构造应力场、压裂材料、压裂工艺等。推动了压裂技术快

速发展，逐步实现体积酸化、大规模体积、超大规模体积、地质工程一体化精益等 4 种压裂技术的迭代，实现了深部煤层气勘探的重大突破和效益开发。

1.1 体积酸压技术

体积酸压技术是将前置液体系和高于地层破裂压力的条件下注入地层中，利用高排量及低伤害前置液体系对煤储层进行体积压裂改造，形成一条或多条主裂缝并与天然裂隙发生复杂的交错，进而增大裂缝复杂程度形成三维立体裂缝网络^[17]。此外，利用大规模前置酸液对储层内胶结充填的矿物质、裂隙内的堵塞物质进行溶蚀，若酸液浓度及酸岩反应速度适当，使储层渗透率整体提升且顶板不均匀刻蚀形成溶蚀通道，有利于主裂缝的延伸及次生裂缝的产生，进一步形成复杂缝网^[18]。

大宁—吉县区块 8 号煤割理裂隙发育，裂隙填充物为方解石，分析认为填充的碳酸盐类物质是影响孔渗的关键因素^[19-20]，填充物滴酸液后反应剧烈，10% 酸液作用后煤基质平均渗透率提升 11.7 倍。因此，针对深部煤储层割理裂隙发育特征，开展了中等规模体积酸压试验，试验了“大排量、低酸量、适中砂比”压裂工艺，形成“多级支撑裂缝+酸溶裂缝”的高效压裂渗流系统；2019 年，煤层气公司利用致密气老井 DJ3-7X2 井等开展 8 号煤层体积酸压试验，压裂液体系为“活性水+酸液+清洁液”，支撑剂组合为 40/70 目石英砂、30/50 目陶粒；施工排量 9.6~10.0 m³/min，设计加砂量 37.7 m³，实际加砂量 38.2 m³，加砂完成率 101.3%；总液量 1 362 m³，总酸量 138.6 t，射孔井段加砂强度 7.6 m³/m，砂液比 2.8%，射孔井段加液强度 272.4 m³/m。

先期利用致密气老井（直丛井）试验 10 口，压后裂缝扩展效果明显，导流能力提高，压后稳定日产气量 $(0.10 \sim 0.50) \times 10^4 \text{ m}^3$ 。以 DJ3-7X2 井为例，该井作为深部 8 号煤第 1 口发现井，开井后产量迅速攀升至 5 791 m³，3 500 m³/d 以上稳产超 270 d，如图 1 所示，平均日产气量 1 184 m³，累产气量 229.89 $\times 10^4 \text{ m}^3$ 。

表 1 国内深部煤层气开发历程

Table 1 Development history of deep coalbed methane in China

早期起步阶段 (1980—2000年)	技术探索阶段 (2000—2018年)	关键技术突破阶段			
		技术再次探索和勘探 评价阶段 (2019—2020年)	大规模勘探和开发先 导试验阶段 (2021—2022年)	工艺创新阶段 (2021—2023年)	规模开发阶段 (2023年至今)
主要采用常规油井压裂技术，由于系统资料缺乏，地质认识不清楚，改造效果不理想，并未持续进行风险勘探	主要借鉴常规致密气、中浅层煤层气、页岩气改造技术，同时引入水平井开发，地质工程不匹配，增产效果不理想，“禁区”理念影响深刻，未持续进行规模勘探	基于测录井和岩屑试验分析提出了体积酸压工艺，开始进行规模性风险勘探，单井日产获重大突破	技术创新与体积压裂技术突破，首次实现效益开发；形成大规模体积压裂技术，大规模勘探和开发先导试验同步进行	初步认识增加改造规模有利于提升改造效果，发展超大规模体积压裂技术。同时，地质工程认识更深入，探索提高开发效果的新技术	地质工程一体化技术快速发展，初步梳理明确地质工程挑战，发展精益压裂技术体系，形成较为成熟的工厂化施工组织模式

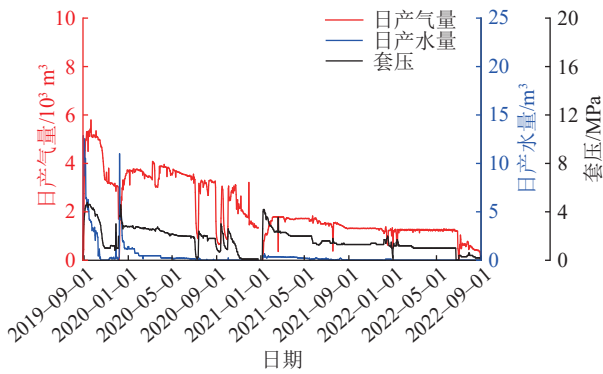


图 1 DJ3-7X2 井排采曲线

Fig.1 Drainage and production curves of DJ3-7 X2

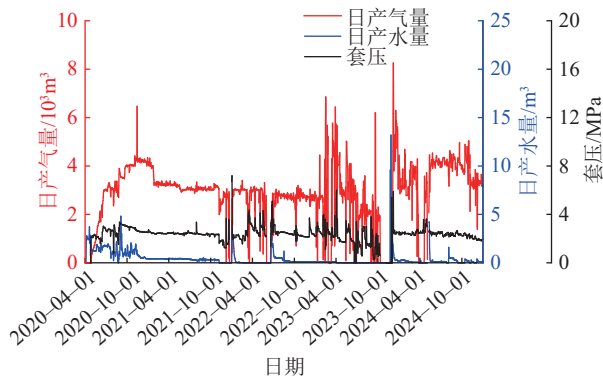


图 2 DJ6-10X1 井排采曲线

Fig.2 Drainage and production curves of DJ6-10 X1

DJ6-10X1 井于 2020 年 7 月投产, 稳产 $5\,000\text{ m}^3$ 以上 123 d; 截至目前, 日产气量在 $2\,000\sim6\,000\text{ m}^3$ 浮动, 如图 2 所示, 平均日产气量 $2\,848\text{ m}^3$, 累产气量 $491.65\times10^4\text{ m}^3$ 。体积酸压虽取得了一定效果, 支撑了国内首个深部煤层气探明储量的确立, 但单井日产气效果差异大, 不足以支撑规模效益开发。主要存在以下 3 方面的问题: 一是体积酸压裂缝扩展延伸规律不明确; 二是煤岩非均质性强, 煤层中压裂施工难度大、加砂困难, 支撑效果差; 三是采用的盐酸体系对压裂设备、套管、井口挑战较大, 顶板灰岩与酸液的反应导致远端渗透性改善效果差。针对上述问题, 基于试验井的系统分析, 发现加砂量的增加有利于实现深部煤层气井的高产和稳产, 因此煤层气公司提出了大规模体积压裂技术方案。

1.2 大规模体积压裂技术

大规模体积压裂技术是在常规压裂方法的基础上优化而来, 它集成了多种压裂技术, 旨在增加造缝效率和改造体积, 形成更复杂的三维裂缝网络系统, 以提高裂缝系统的比表面积^[21-23]。这项技术的主要创新改造包括以下 3 方面: ① 在压裂前注入酸, 降低岩石强度, 促使多裂缝产生; ② 采用大排量、中高黏度、较高加砂强度的方式, 解决割理裂隙发育煤层的

压裂液滤失和加砂困难等问题, 以实现缝网的大范围扩展和有效支撑; ③ 针对大规模体积压裂形成的多尺度缝网, 以提高液体助排效率为目的, 优选高效助排剂降低液体自身表面张力, 来保持地层流体通道的畅通。大规模体积压裂技术实现压裂观念由基质酸压向体积压裂、由压得开向压得碎、由多造缝向多造有效缝的三大转变, 如图 3 所示。

2021 年煤层气公司开展 8 号煤层大规模体积压裂试验, 以 DJ9-1X1 井为例, 该井采用光套管胍胶冻胶压裂液, 施工排量 $5\sim8\text{ m}^3/\text{min}$, 施工压力 $51.7\sim52.8\text{ MPa}$, 总液量 $1\,858\text{ m}^3$, 加砂量 207 m^3 , 平均砂比 14.6%, 加砂完成率 115%; 由于研究区储层最小主应力平均为 36 MPa , 因此支撑剂均选用石英砂, 按照体积酸液阶段分析的裂缝开度、反演裂缝宽度、裂缝动态宽度变化, 基于多尺度裂缝支撑剂需求, 优选 100 目、40/70 目、30/50 目组合支撑剂, 比例为 12.5%、67.2%、20.3%。针对深部煤储层物性差, 储层伤害对生产效果抑制较为明显等问题, 同时为进一步降低压裂液成本, 开展了伤害低、配伍好、成本低、造缝效率高的滑溜水压裂液体系试验, 将胍胶压裂液与滑溜水压裂液进行对比, 结果如图 4、图 5、表 2 所示, 2 种工艺改造井产气效果差异不明显。在

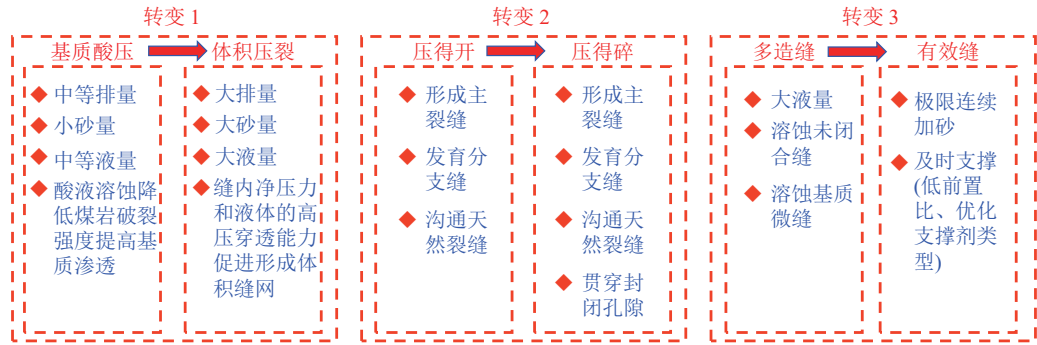


图 3 大宁—吉县区块压裂理念发展

Fig.3 Development diagram of fracturing concept in Daning-Jixian block

前期定向井大规模体积压裂取得较好效果的基础上，2021 年 11 月又相继开展了第 1 口水平井 JS6-7P01 井大规模体积压裂试验，该井采用变黏滑溜水压裂液，段长 86~123 m，压裂 11 段，3 簇/段，簇间距为 15~17 m。该井施工排量 18 m³/min，总加砂量 3 824 m³，单段平均砂量 347 m³，平均砂比 15.12%，总液量 3.19×10⁴ m³，单段平均液量 2 899 m³，加砂强度 6.30 t/m。

经大规模体积压裂后，定向井压后日产气量 (0.5~0.9)×10⁴ m³，单井平均日产气量 0.7×10⁴ m³；以 DJ9-1X1 井为例，该井于 2021 年 7 月投产，初期日产气量超过 0.60×10⁴ m³，累产气量 442.50×10⁴ m³，平均日产气量 3 537 m³，如图 6 所示。北部试验区首口采用大规模压裂的水平井 JS6-7P01 井，2021 年 12 月投产，初期日产气量超过 10×10⁴ m³，如图 7 所示，累产气量 1 986×10⁴ m³，平均日产气量 5.0×10⁴ m³，日产气量是体积酸压水平井的 10 倍左右。大规模体积压裂的应用取得了良好效果，特别是确立了水平井分段压裂作为深部煤层气的主体开发技术，标志着深部煤层气效益开发获得重大突破。基于大规模体积压裂后多口直井产气效果差异和水平井产量快速递减等问题，初步分析认为主缝和分支缝扩展不够协调，有效支撑范围不足。为进一步挖掘水平井单井改造体积，提高复杂缝网中分支缝的支撑效果，探索单井产能和估算最终可采量 (EUR) 极限，煤层气公司提出并实施了基于超大排量、超大

加砂量和变黏滑溜水交替注入的水平井超大规模压裂技术。

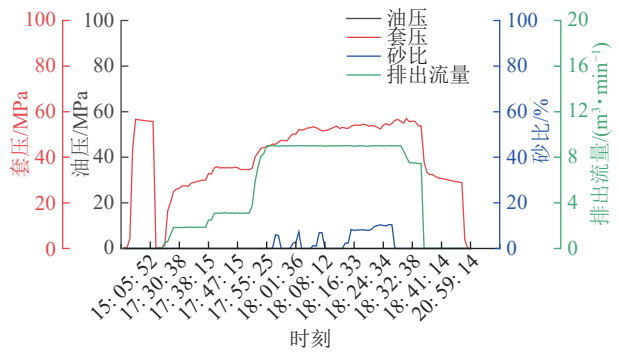


图 4 DJ9-1X1 井压裂施工曲线

Fig.4 Fracturing construction curves of DJ9-1 X1

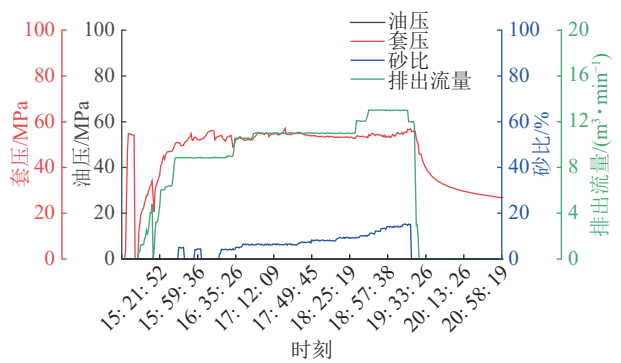


图 5 DJ9-1X2 井压裂施工曲线

Fig.5 Fracturing construction curves of DJ9-1 X2

表 2 低伤害变黏滑溜水压裂液与胍胶压裂液施工情况及效果对比

Table 2 Comparison of the construction and effect of low-injury variable viscosity fracturing fluid and guar gum fracturing fluid

井号	压裂液类型	施工排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	压裂液量/ m ³	砂量/ m ³	当前日产气量/ m ³	平均日产气量/ m ³
DJ9-1X01	胍胶冻胶	5~8	1 858.0	207	4 394	3 181
DJ9-1X02	低伤害变黏滑溜水	9~13	2 473.9	173	4 701	3 382

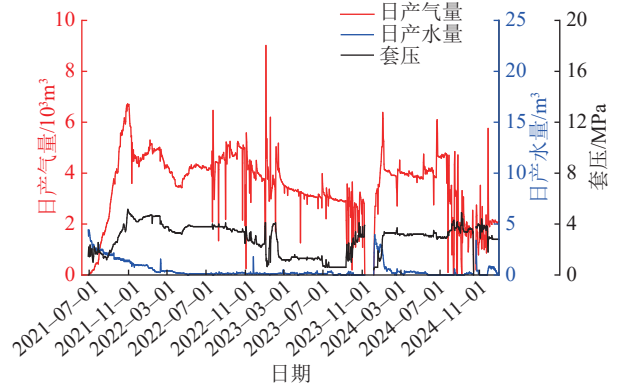


图 6 DJ9-1X1 井排采曲线

Fig.6 Drainage and production curves of DJ9-1 X1

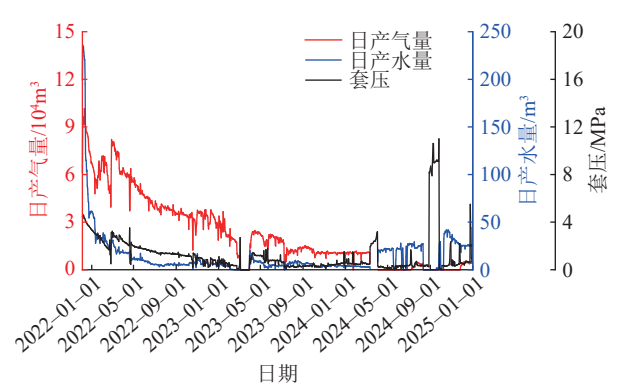


图 7 JS6-7P01 井排采曲线

Fig.7 Drainage and production curves of JS6-7 P01

1.3 超大规模体积压裂技术

超大规模体积压裂技术的核心是在水平井分段分簇体积压裂技术理念基础上,为追求极限的改造体积和单井 EUR,采用套管注入和可溶桥塞技术,应用超大排量(18~22 m³/min)、超大液量(单井平均用液量 3.57×10⁴ m³)和砂量(单井平均加砂强度 8.5 t/m)、“粗、中、细、粉”4 级支撑剂体系,连续变黏滑溜水交替注入,高黏造主缝,低黏造缝网,最大限度释放单井产能^[24-26]。超大规模压裂技术遵循“控液增砂”的原则,通过控制前置液比例和总液量,提高砂比,通过大幅度提高排量和优化压裂液黏度实现连续加砂,通过优化支撑剂粒径组合和大规模加砂实现充分支撑,形成了“前置酸+高低黏滑溜水交替注入+中黏携砂+高强度加砂”的超大规模体积缝网压裂工艺,加砂强度提升至 7.5~9.3 t/m。

2022 年 12 月,大宁一吉县区块利用 JS10-8P01、JS10-8P02、JS10-8P03 这 3 口水平井开展超大规模体积压裂试验,水平井平均水平段长 1 324 m,平均

段长 111.5 m,压裂段数 12 段,总液量分别为 48 473、40 143、50 931 m³,单段平均液量分别为 4 039、3 650、4 244 m³,水平井施工排量 20~22 m³/min,平均排量 21 m³/min,总加砂量分别为 7 346、5 867、7 226 m³,单段平均砂量分别为 612、533、602 m³,平均砂比 17.9%,加砂强度分别为 8.8、7.8、8.8 t/m,平均加砂强度 8.5 t/m。支撑剂为 100/200、70/140、40/70、30/50 目石英砂组合,占比分别为 20%、50%、20%、10%,考虑到高产气并非达西效应及防止压后出砂问题,尾追 5~15 m³、30/50 目覆膜陶粒和陶粒组合。超大规模体积压裂技术采用变黏滑溜水压裂液,高黏易形成主缝、低黏易形成复杂缝,高低黏交替注入促进形成复杂缝网,增大压裂改造效果,进一步提高压裂改造体积,具体参数见表 3。投产后初期最高日产气量分别为 15.3×10⁴、15.4×10⁴、11.2×10⁴ m³,截至目前单井累产气量分别为 6 332×10⁴、4 324×10⁴、4 296×10⁴ m³,超大规模体积压裂技术助力单井日产气量再创新高,但单井之间产气效果仍存在显著差异。

表 3 变黏滑溜水压裂液具体参数

Table 3 Specific parameters of variable-stick-slip water-slip fracturing fluid

阶段	压裂液类型及黏度	作用
前置液	前置液	溶蚀胶结物,降低施工压力,尽快提高至设计排量
	0.6%~0.8%高黏滑溜水	大排量下突破煤层层理,扩大缝高,形成主裂缝
	0.05%~0.10%低黏滑溜水	打磨孔眼,激活并封堵微裂隙,降低滤失,提高高黏液造缝效率
携砂液	0.3%~0.5%中黏滑溜水	主裂缝基础上开启煤层层理,增大裂缝复杂程度,大排量下保证携砂性能
顶替液	中黏+低黏滑溜水顶替	初期提高液体黏度加强扫砂性能,后期降排量避免过顶替形成近井未填充区

超大规模体积压裂技术首先在直丛井上开展试验,利用致密气老井 43 口,排量、砂量逐步优化提高,支撑剂逐步向更小粒径调整,压后日产气量 (0.23~1.92)×10⁴ m³,单井平均日产气量 0.75×10⁴ m³,较 2021 年提高 41.5%。按照超大规模缝网压裂思路,2022 年压裂水平井 18 口,投产 12 口,压后日产气量(9.90~15.40)×10⁴ m³,单井平均日产气量 10.50×10⁴ m³。相较于大规模体积压裂,超大规模体积压裂排量更大、形成的裂缝网络更加复杂、储层改造体积更大、产量更高,已经成为深部煤层气开发的关键和主体技术。但该技术尚存在地质工艺匹配不佳导致的产气效果差异,用水量大、规模过大导致成本高,且在改造过程中可能出现压裂窜扰、缝网过度弥合等情况,需要进一步强化地质工程一体化技术攻关,以控制开发成本、提高开发效益为目标增强工艺的适用性。

1.4 地质工程一体化精益压裂技术

随着地质认识的不断深化和现场工程技术的持续发展,深部煤层压裂工艺从传统的大规模改造逐步向更为精细化、针对性的裂缝网络构建转变。在这一背景下,地质工程一体化的精益压裂技术应运而生,成为深部复杂储层改造的关键技术路径。该技术体系通过地质模型与压裂设计的深度耦合,利用更为丰富的地质参数刻画储层特征,结合先进的压裂技术和优化设计手段,实现了对裂缝网络的高效的控制。精益压裂工艺的核心优势在于:不仅能够有效提高储层改造的均匀性和有效性,还能降低施工过程中的资源消耗和环境影响。通过明确缝网构建的目标,针对性解决储层非均质性、顶底板封盖条件及完整性等关键挑战,形成地质工程一体化的精益压裂体系,为实现高效、经济、可持续的储层开发提供了科学路径和技术保障。

1.4.1 精益压裂实施的必要性

通过前期大量的现场监测及实践总结,初步梳理出深部煤储层实施精益压裂工艺的 5 方面必要性。

1) 岩石力学性质

与致密砂岩、页岩相比(表 4),大吉深层 8 号煤具有更高的塑性,裂缝扩展过程会吸收更多的能量,导致裂缝扩展受限,常规压裂技术提升 SRV(Stimulated Reservoir Volume)困难,复杂缝网加砂难度大。

表 4 煤岩与砂岩、页岩力学性质对比

Table 4 Comparison of mechanical properties of coal rock with sandstone and shale

对比区块及岩性	弹性模量/GPa	泊松比	脆性指数/%
大吉深8号煤	1.5 ~ 2.7	0.24 ~ 0.28	35 ~ 46
大吉致密砂岩气	4.3 ~ 12.0	0.22 ~ 0.28	10 ~ 25
川南页岩气	3.8 ~ 10.0	0.21 ~ 0.25	51 ~ 80

2) 顶底板封盖条件及完整性

顶底板封盖条件及完整性对于储层改造效果影响较大。从封盖条件讲,大吉深部 8 号煤层顶板一般为灰岩,底板为泥岩,整体岩性遮挡能力较强,但局部区域底板发育砂岩。从完整性讲,微构造发育,顶板部分区域灰岩较薄或为泥岩,底板含砂量变化导致脆性差异大,取心或成像测井结果显示有高角度裂缝或钻井产生的诱导缝,容易导致裂缝高度失控,需要抑制裂缝纵向扩展来提高大规模压裂工艺条件下缝网有效率。

3) 井眼轨迹

当井眼轨迹钻遇非黑金靶体位置(黑金靶体段煤岩煤质好,脆性强)时,裂缝广度、复杂度较低。现场试验发现,在加砂规模低 31.6%,用液规模低 16.7% 的情况下,与常规大规模体积压裂井相比,黑金靶体压裂井的裂缝高度降低 20%。裂缝事件点数量增加 93.5%,表明井眼轨迹钻遇黑金靶体位置时储层改造效果更佳。

4) 应力场

微构造发育和煤岩塑性变形、非均质等特征导致地应力不均衡,进一步引发压裂裂缝扩展不均匀,以 JS8-6P04 井为例,西侧应力高于东侧 2 ~ 5 MPa;西侧缝网长度平均 128 m,而井控储量半径 165 m,井控范围内存在大量未改造空白区,造成了资源未充分动用,如图 8 所示。

5) 天然裂缝/各向异性

煤层天然裂缝发育、煤岩非均质性强和生产井

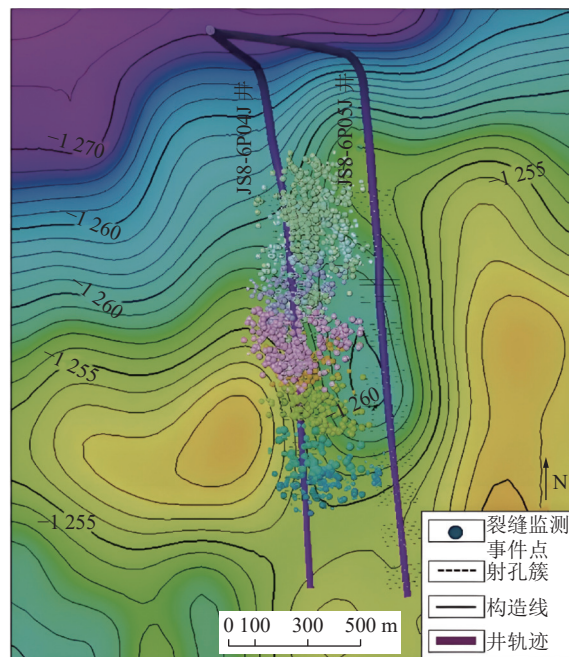


图 8 JS8-6P04 井裂缝监测结果

Fig.8 Fracture monitoring results of well JS8-6P04

低压漏斗诱导影响,易于形成超级缝,导致压裂缝网复杂度低。大吉区块深层煤储层物性差,在缝网未控制区域甲烷 1 a 渗流距离约 6 m,需要更高的缝网密度才能支撑资源充分动用,裂缝监测和 G-函数分析结果均表明,大尺度天然裂缝诱导水力裂缝简单化,抑制压裂缝网的织密性。

1.4.2 精益压裂技术内涵与方法

2023 年以来,针对深层深部煤层气地质特征,围绕如何降本提效、提高资源动用程度持续攻关,初步形成了以精益充分弥合缝网为核心的储层改造技术,其内涵的核心是:以提高气藏动用程度为目标,在压好井关键环节,围绕“一率”即压裂丢段率,“三度”即缝网高度、缝网密织程度及缝网支撑程度,减少压裂丢段率,制定差异化模板,采用控底压裂技术控制缝网高度,多段优簇+多轮暂堵转向技术提高缝网密织度,高强度加砂+多粒径组合工艺保障缝网支撑度,迭代形成水平井密织弥合精益压裂工艺技术。

1) 控制缝网高度

针对局部底板为泥岩/砂质泥岩为主,应力遮挡较顶板弱或脆性较强,局部地区下部地层存在断裂带或不整合面的情况,规模压裂易开启断层或沟通裂隙向非储层延伸。采用前置连续加砂控底+停泵工艺技术,控制缝高向下扩展延伸,提高优质储层的裂缝扩展效率。采用控底工艺井裂缝高度较常规压裂平均降低 13.4%;采用控底工艺井曲线以上升型为主,占比 93.2%。

2)深化缝网密度

针对煤层非均质性强、天然裂缝发育、裂缝场和应力场不均衡特征,重点强化“压堵结合”,采用暂堵-支撑-转向一体化石英砂,对复杂缝网及多尺度裂缝进行停泵暂堵,停泵暂堵后压力明显上涨段占比 75%,平均缝网复杂度提高 20.1%,高频压力监测显示,转向压裂均衡系数为 71%,较单次压裂提升 7.4%。

3)强化缝网支撑度

针对煤岩强塑性特征,同时为满足压降漏斗扩散需要,采用精优的强度加砂方式充分提高铺砂效果及裂缝导流能力;为满足多级裂缝支撑需求,加砂前期采用“中黏携砂+小粒径支撑剂”提升铺砂距离填充裂缝远端,加砂中后期采用“中黏携砂+中等粒径支撑剂”携砂液末期采用“中黏携砂+大粒径支撑剂”,形成多粒径协同的多尺度缝网支撑技术,降低支撑剂嵌入的影响,构建有效、稳定的 SRV 系统,通过长期研究和现场实践,确定提高大粒径支撑剂比

例有利于提升改造效果,因此低(70/140 目)、中(40/70 目)、高(30/50 目)粒径支撑剂比由大规模、超大规模压裂的 60%、30%、10% 逐步优化为精益规模的 50%、40%、10%,中粒径支撑剂占比最高可达 50%,提升缝网综合导流能力,保障气井高产稳产。

以 JS5-9P04 井为例,该井位于高应力区,井筒两侧部较为均匀,蚂蚁体发育程度高,水平段长为 1 113 m,开展 4 种不同转向工艺试验,总计 15 段,使用自主研发的支撑+转向一体化转向剂体系,采用“前置转向+停泵前尾追转向砂”工艺 10 段,其中有效转向 8 段,缝网织密段 2 段,促进缝网均匀扩展和织密,措施有效率 100%。其中采用转向压裂工艺的第 9 级,转向后施工压力较停泵前逐渐上升了 6.4 MPa,压裂破裂点有效向东缝转移,如图 9a、图 9b 所示,施工压裂和监测均表明缝网转向较好,缝网趋于织密或均匀。该井目前日产气量 66 862 m³、日产水量 37.1 m³、套压 6.1 MPa,各项参数均为井台最高,如图 10 所示。

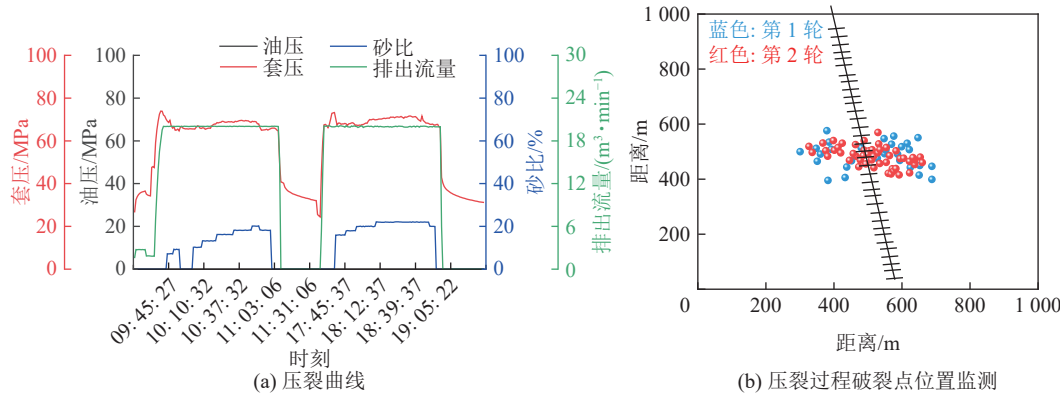


图 9 JS5-9P04 井第 9 级压裂曲线及压裂监测事件

Fig.9 Stage 9 fracturing curves and fracturing monitoring event of well JS5-9P04

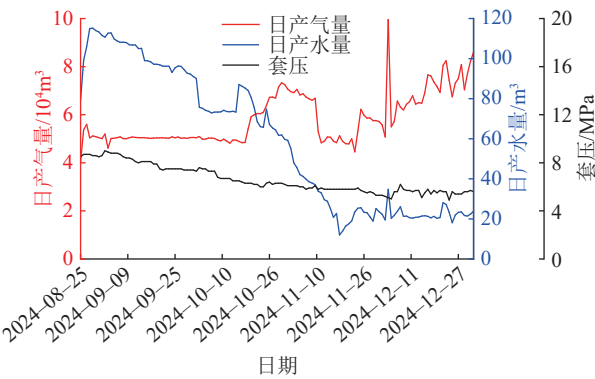


图 10 JS5-9P04 井排采曲线

Fig.10 Production curves of well JS5-9P04

1.4.3 新工艺探索

随着体积酸压技术、大规模体积压裂技术和超

大规模体积压裂技术在深部煤层气开采中的应用,深部煤层气的规模化开发得到了有力支撑,但仍存在一些科学技术问题有待进一步探索。超大规模压裂作业会对地层产生较大的应力扰动,可能导致地层损伤并引发大量煤粉产出,进而影响微纳孔隙的改造效果。同时,由于深部煤岩储层局部微构造复杂,超大规模压裂过程中,不同段间的施工压力差异较大,导致缝网改造效果不均匀,部分压裂段的产气贡献低于预期。为应对这些科学问题,尝试利用应力释放增产技术和多轮次转向缝网弥合技术等手段进一步优化压裂效果,提升复杂储层条件下的开发效率,从而实现深部煤储层的更大规模效益开发。

1)应力释放增产技术

应力释放增产技术是充分利用典型构造煤储层松软低渗高应力和应力释放体积急剧膨胀特性,基于煤储层应力释放-煤体膨胀-孔隙度和渗透率剧增-储层压力骤降-煤层气快速解吸-煤层气扩散渗流-煤层气井筒产出的原理,形成的煤层气开发理论与相应技术方法。大吉区块深部 8 号煤层顶板为灰岩,具备较好的酸溶蚀特性,基于应力释放原理,提出通过顶板酸溶蚀造穴实现煤层应力释放。为此自主研发了应力释放模拟装置,开展了物理模拟和数值模拟分析研究工作。

酸蚀造穴应力释放研究室内试验表明,在注酸位置相同的情况下,较高的注酸速率会导致造穴效果变差。此外,若顶板层的上部裂隙发育,酸液可能沿裂隙上行,从而影响酸蚀造穴的范围。根据相似准则推算,当注酸速率在 3~5 m³/min 时,造穴效果较好,洞穴稳定性较高。应力释放后,储层的渗透率可提升 1~3 倍,为煤层气的运移提供了有效的渗流通道。

利用该技术在 DJ9-1X6 井开展试验,设计溶蚀裂缝高度为 0.5~1.0 m,整体应力释放区直径为 80~100 m,按照地应力控制长轴:短轴=1:3,折算应力释放区长轴半径 70~90 m,短轴半径 23~31 m,施工排量控制在 3 m³/min,酸液总液量为 800 m³。

通过测算,实际应力释放区域与设计控制的长轴 70~90 m 应力释放范围较为接近,改造后最高日产气量达到 2 208 m³,稳定日产气为 1 321 m³,如图 11 所示。结果表明,应力释放技术在煤层气开发领域具有一定的可行性,但应力释放提高储层渗透率仍然为 10⁻³ μm² 量级,难以单独实现效益开发,通过压裂与应力释放组合模式有望解决应力不平衡导致的产气效果差异问题,可进一步提高有效水力裂缝控制范围和资源动用程度,对提高采收率具有指导意义。

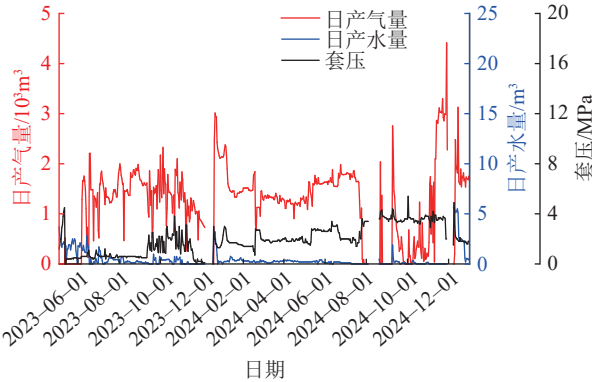


图 11 DJ9-1X6 井应力释放后排采曲线

Fig.11 Stress release back production curves of well DJ9-1 X6

2)多轮次转向压裂技术

多轮次压裂是利用焖井后压裂液滤失扩散,使裂缝闭合并形成高应力与应力反转区,降低主缝附近应力差,促进裂缝转向,增加缝网复杂程度和有效缝网改造体积。为充分利用大吉深部 8 号煤优越的顶底板封盖条件,以压裂工艺为支撑探索构建更为织密和充分支撑的缝网体系,开展直井多轮次转向缝网弥合压裂技术^[27] 试验。

以大宁—吉县区块 DJ55 井为例, DJ55 井目的煤层垂深 2 132.2~2 137.4 m,其位于背斜构造的大高部位,井周曲率变化大、各向异性强、天然裂缝发育程度高,更加适合应用该技术。DJ55 井单次加砂规模支撑剂设计用量为 380~450 m³,在此基础上进行暂堵转向试验。共计进行 5 轮次施工,施工总液量 15 335.8 m³,总砂量 1 801.6 m³。裂缝监测结果显示,随着轮次增加整体裂缝体积、重复改造体积、缝网复杂度均在增加,缝网监测结果见表 5,达到了设计的缝网转向和织密效果。该井于 2022 年 11 月投产,排采曲线如图 12 所示,累计生产 779 d,累产气量 2 485.6×10⁴ m³,平均日产气量为 31 907 m³,目前套压 4.8 MPa,压力和产量稳定,产气能力为周边直井的 2.0~4.0 倍,初步测算单井 EUR 不低于 5 000×

表 5 DJ55 井多轮次压裂缝网解释结果

Table 5 Interpretation results of multiple rounds of fracturing network in DJ55 well

轮次	缝长/m	半缝长/m	缝高/m	缝网最大宽度/m	缝网平均宽度/m	裂缝表体积/10 ⁴ m ³	重复改造体积/10 ⁴ m ³	缝网复杂度
2	450	东190 西260	10	325	280	117.6		0.72
3	400	东260 西140	10	300	230	92	56	0.75
4	410	东250 西160	10	340	240	98.4	71.1	0.83
5	580	东290 西290	10	480	320	164	103.1	0.83
合计	580	东290 西290	10	490	420	243.6	—	—

10^4 m^3 , 产出投入比为水平井 1.5 倍。现场应用效果表明, 深部煤层实施多轮次重复压裂改造效果较好, 具有良好的推广应用价值。

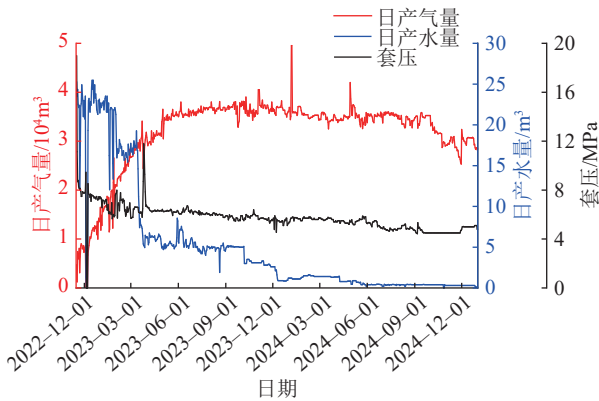


图 12 DJ55 井排采曲线

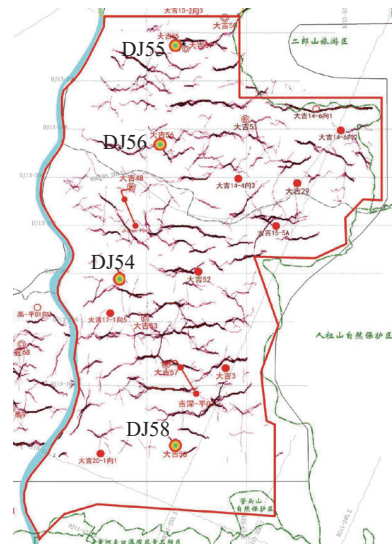
Fig.12 Production curves diagram of well DJ55

在 DJ55 井试验成功的基础上, 进一步在 DJ54 井开展了多轮次压裂试验。DJ54 井所在区域的曲率变化小, 裂缝发育程度一般, 如图 13 所示, 共完成 4 轮压裂施工, 总液量为 $12\ 055.6 \text{ m}^3$, 总加砂量为 $1\ 951.2 \text{ m}^3$, DJ54 井与 DJ55 井的压裂规模大体相似, 但 DJ54 井累计生产 704 d, 累产气 $896.8 \times 10^4 \text{ m}^3$, 平均日产气量为 $12\ 738 \text{ m}^3$, 目前套压 $1 \sim 3 \text{ MPa}$ 波动, 可见 DJ54 井产气效果远低于 DJ55 井。初步分析认为, 地质条件是导致产气效果差异的主要原因; 具体而言, DJ54 井微构造不发育, 井周变形程度差, 而 DJ55 井微构造变形较为剧烈, 井周微裂缝发育充分, 多轮次压裂起到了对不同尺度天然微缝暂堵的效果, 缝网转向和织密效果更优, 因此提产效果更优。

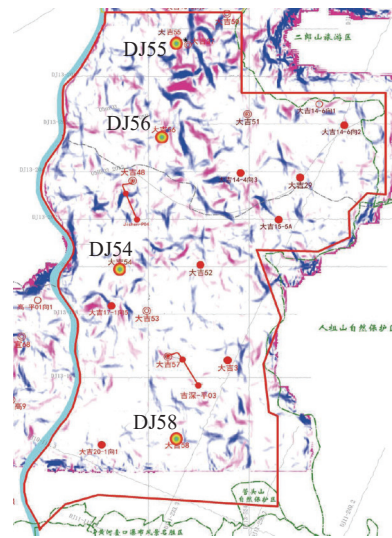
为了进一步验证多轮次压裂工艺的适用性, 选择与 DJ54 井地质条件相似的 DJ58 井进行对比。DJ58 井采用大规模压裂改造方式, 加砂量 486.1 m^3 , 压裂规模与 DJ54 井单轮次施工基本相同。对比 2 口井产气效果, DJ58 井投产 590 d, 累产气 $403.4 \times 10^4 \text{ m}^3$, 平均日产气量为 $6\ 837 \text{ m}^3$, 目前套压近 0.7 MPa 。由此可见, DJ54 井展现出更好的产气和稳产能力。多轮次压裂在提升改造效果方面确实具有积极作用, 但由于地质条件的差异, 不同井改造效果差异明显。因此, 针对不同地质条件, 多轮次压裂工艺在液体选择、施工规模、转向时机、施工轮次等方面仍有进一步优化的空间。

2 深部煤储层改造技术存在的问题与挑战

与中浅层煤层气有所不同, 深部煤层储层丰度更高, 同时具有物性条件差, 非均质性强、微构造特



(a) 蚂蚁体属性



(b) 最大曲率

图 13 DJ55 井区蚂蚁体属性及最大曲率

Fig.13 Properties and maximum curvature of ant body in DJ55 well area

征发育、应力场变化幅度大等特征, 增加了储层改造的难度。综合考虑技术迭代、经济效益、地质条件及工程实施效果、环境友好等因素, 深部煤层气储层改造技术面临以下 5 方面的问题与挑战。

2.1 超大规模压裂水资源消耗及返排液处理难度大

现阶段体积压裂技术施工规模较大, 使用的压裂液仍以水基压裂液体系为主, 在深入推进深部煤层高效开发过程中, 对淡水资源的依赖程度与日俱增; 据统计, 水平井单井压裂过程所需淡水在 $20\ 000 \sim 35\ 000 \text{ m}^3$, 压裂后高矿化度返排液难以低成本作为配液水高效利用, 在鄂尔多斯盆地、四川盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地等区域体积压裂技术大范围的推广应用仍面临较大挑战; 此外, 部分施工区域人口较为密集, 水力压裂过程中, 大量淡水消耗及高矿化度

压裂液存在对地层水污染的风险等问题与人民幸福生活的矛盾逐渐加重,发展少水或无水增产技术对推进深部煤层气持续发展意义重大。

2.2 智能化压裂模式亟待攻关

深部煤储层非均质性更强,裂缝受多类型地质因素影响,缝网难以均衡扩展和支撑,只能通过增加规模提高缝网的均匀程度和有效支撑程度,导致确定性不足、资源浪费严重、开发成本居高不下,需要对压裂方案进行智能优化。目前关于深部煤层气压裂智能优化研究尚未形成系统的认识,多轮次压裂段簇设计、排量、黏度等参数的调控规律尚不明确,缺乏系统性的理论指导;针对不同转向剂的加量对裂缝网络复杂度的影响和评价方法尚未建立。因此,地质工程一体化智能化压裂技术是提高压裂效率、降低压裂成本的关键问题。

2.3 协同压裂技术尚未形成

多轮次压裂在深部煤层直井/水平井中应用效果较好,随着压裂轮次的增加,缝网复杂程度不断提高,段/井间缝网弥合程度升高,但也会导致局部区域过度改造。此外,现阶段的多轮次压裂技术并未考虑井组之间的缝网弥合,导致井组间仍存在改造空白区,未能实现缝网充分弥合,导致压裂效率下降。

2.4 深部中低阶煤层压裂技术体系亟需建立

大宁—吉县地区深部煤层气开发初见效益,其煤体结构较为完整,以中高阶煤为主,而在临县三交北、紫金山、佳县,新疆准噶尔、塔里木、吐哈等地区,深部煤层以中阶、低阶煤为主,煤体碎软程度高,压裂过程中煤体吸能较为严重,形成缝网困难,现阶段超大规模压裂工艺难以沿用,导致深部煤层中低阶煤技术体系较为缺乏。

2.5 压裂液功能不完善

目前,关于在压裂液中加入表面活性剂是否能促进甲烷解吸仍存在争议,大多数学者认为表面活性剂可以减少水锁伤害,促进甲烷的解吸和扩散,也有观点认为阳离子表面活性剂无法减少水锁,反而会阻碍甲烷的有效扩散。试验显示,经过饱和水和表面活性剂处理过的煤样兰氏压力均有所提升,说明表面活性剂、水分子均能促进甲烷解吸,这是因为水进入煤体后不仅能够降低甲烷在煤孔隙中分压,同时水与甲烷争夺煤表面的高能吸附位点置换出甲烷,促进甲烷解吸,而表面活性剂通过渗吸作用,进入煤体孔隙中占据甲烷吸附位点,抑制甲烷吸附。同时水分子、表面活性剂占据甲烷吸附点位,会在煤表面紧密结合,易导致煤样液相滞留效应加剧,阻碍

甲烷扩散。

深部煤层气开发过程中所使用的压裂液主体为反相乳液或悬浮液减阻剂,聚合物有效含量低(约为40%),另外含有25%~60%的白油,无效含量高,在高黏需求或高矿化度地层条件下,需要成倍提高注入量,成本较高且浪费。并且乳液及悬浮液中的白油和其他组分破胶后会形成絮状漂浮物,极易吸附于煤岩表面,进而在裂缝壁面、小尺度孔喉及微裂缝中发生吸附滞留,从而导致油气流动通道减小甚至堵塞。同时反相乳液破胶液外添助排剂也较难降低表面张力,是因为反相乳液中的乳化剂以烷基酚聚氧乙烯醚、山梨醇酐单脂肪酸酯等非离子型表面活性剂为主,其亲水端体积远大于一般助排剂(一般为离子型表面活性剂),其在水相表面排列不具压缩性;其庞大的体积占据表面后,离子型表面活性剂难以进一步对水相表面进行加密,而是以胶束形式存在水相体内或吸附在油水界面,所以反相乳液的表面张力较难降低。

3 深部煤储层改造技术发展方向

3.1 推进减水压裂技术攻关

大宁—吉县区块目前深部煤层气开发均采用体积压裂工艺,压裂液均为乳液和胍胶为主的水基压裂液体系,单井平均用液量 $3.57 \times 10^4 \text{ m}^3$,用液强度 $28 \text{ m}^3/\text{m}$,平均砂比17.3%,投产井半年内返排率40%~60%,存在压裂液用量大、施工成本高、多尺度缝网水锁伤害、返排液量大重复利用困难、安全环保风险高等问题。为进一步降低开发成本和压裂液用量,探索了低浓度胍胶减水压裂技术,一方面,采用促解吸剂降低胍胶压裂液对储层的伤害,同时提高压裂液的助排和促解吸性能;另一方面,对配方整体进系统行优化,使其达到缝内可控时变黏的能力,缝内满足高低黏交替构建复杂缝网的需求。与常规水力压裂相比,减水压裂试验井JS8-7P01井平均砂比27%~30%,较常规压裂工艺减水21.5%,施工排量降低32.4%,详细参数见表6,初期产气效果与周边井相当,图14、图15所示具备大幅降低压裂液用量和压裂成本的基础,是下一步压裂工艺发展的主要方向。

3.2 开展鱼骨水平井+基质酸化大规模减水技术攻关

非常规钻井和压裂技术正在飞速发展,通过调研了解到Fishbones是一种现代前瞻性钻完井技术,通过创建多达数百个从井筒正交伸出的支管,可以

表 6 常规水力压裂与减水压裂参数对比
Table 6 Comparison of parameters of conventional hydraulic fracturing and water-reducing fracturing

井号	JS8-8P01井	JS8-7P01井
改造段长(第1段)/m	1 383.8	929.0
级数	10	12
加砂强度/(t·m ⁻¹)	6.0	5.6
总液量/m ³	35 125.9	16 946.8
用液强度/(m ³ ·m ⁻¹)	23.2	18.2
总砂量/m ³	5 148.3	3 380.0
平均砂比/%	18.0	24.9
完成设计加砂量/%	100.2	94.7
施工排量/(m ³ ·m ⁻¹)	21.0	14.2
停泵压力/MPa	39.1	45.5
破裂压力/MPa	65.3	65.0
闭合压力/MPa	39.8	36.9
第20天千米产气量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	9.4	9.1
压裂液体系	常规变黏滑溜水体系	胍胶+促解析剂

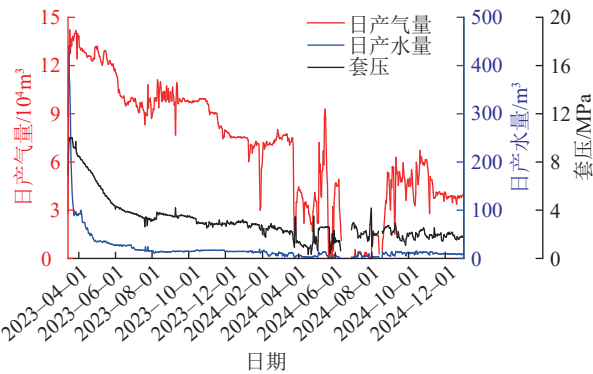


图 14 JS8-8P01 井排采曲线(常规水力压裂)

Fig.14 JS8-8P01 well production curves (conventional hydraulic fracturing)

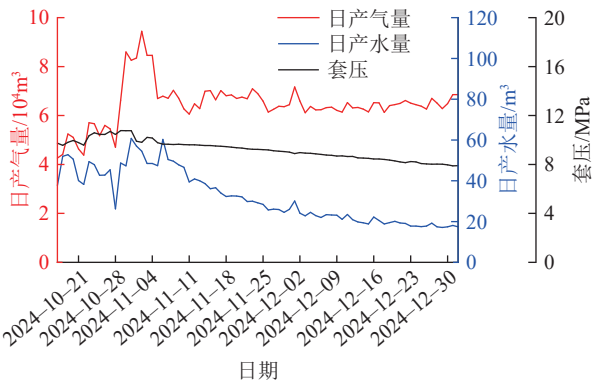


图 15 JS8-7P01 井排采曲线(减水压裂)

Fig.15 Production curves of well JS8-7P01 (water reduction fracturing)

完全达到与水力压裂相同的缝网构建目的,对于增加井筒有效半径,优化裂缝系统,显著提升油气开采效率起着关键作用。目前鱼骨完井主要分为 2 种形式:一是鱼骨喷射,利用高压射流进行射孔;二是鱼骨钻孔,搭配软管的小型钻头进行分支钻进,如图 16 所示。

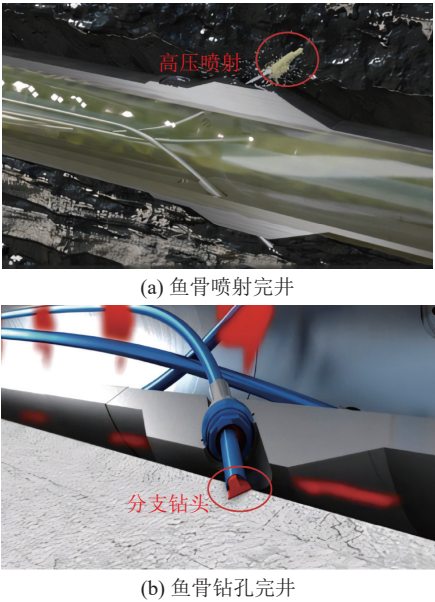


图 16 鱼骨完井示意

Fig.16 Fishbone completion diagram

鱼骨型完井通过多分支布局能够更全面地覆盖煤层储层,有效开发裂缝发育区和高渗透区,增加了主井筒与煤层气储层的接触面积,有助于提高煤层气的解吸效率和产量;同时鱼骨型结构通过均匀分布的支管有效减小了单一井筒的压降,提高了井眼稳定性。前期开展的体积酸压和应力释放现场试验已明确酸有助于提升煤岩基质渗透性并达到增产的目的,以 DJ52 井为例,施工总液量为 1 258 m³,其中前置酸液 110 m³,顶替酸液 10 m³,平均砂比为 4.0%,平均施工排量为 9~10 m³/min,压裂后 1 000 m³以上稳产时间超 3 a。因此通过对鱼骨完井工具耐酸性能进行优化,喷射过程或喷射完毕进行超低规模的基质酸化,有望达到 80% 以上的减水增产目标。

与体积压裂工艺相比,该工艺更为适应复杂储层环境,有效解决应力场、天然裂缝场带来的缝网难以均衡扩展、资源无法充分动用难等难题,同时能够降低外类液体对煤储层的损害,极大地降低水资源消耗,这在当前水资源日益紧缺的环境下尤为重要;与二氧化碳泡沫压裂液相比,可有效避免超临界二氧化碳穿透能力强、近井缝网复杂、远端缝网构建难度大、工艺复杂且施工成本高、压后返排二氧化碳含

量高管柱及井口腐蚀等问题。该工艺有望成为深部煤层气下一步最具潜力的增产技术。

3.3 实现智能化压裂优化技术突破

油气储层压裂技术近年来取得了显著的进步，已然步入新一阶段的智能化时代。水力压裂技术的研究重点逐渐从传统经验和历史数据驱动的设计方法，转向智能优化技术的应用。这是因为传统方法在处理深部煤岩储层时，往往难以实现最优的裂缝扩展效果和经济效益。随着人工智能、机器学习和优化算法的发展，研究者通过多种先进技术，如深度学习、遗传算法、支持向量机、随机森林等，显著提升了压裂参数优化的精度和效率。

3.3.1 不同地质条件与工艺参数对产气效果的影响分析

在深部煤层气开发过程中，已明确了 12 项关键地质参数和 12 项施工阶段工艺参数，其中地质参数包括孔隙度、渗透率、含气量、煤层泊松比、弹性模量、体积模量、剪切模量、孔隙压力、单轴抗压强度、微构造、天然裂缝、各向异性；施工工艺参数包括置液量、携砂液量、顶替液量、总液量、总砂量、平均砂比、破裂压力、最小/最大/平均施工压力、停泵压力及平均排量等，均对缝网构建和产气效果起到了关键作用。尽管目前已通过定性分析提出了一些工艺技术对策，但地质参数的准确性仍受到三维地震

数据质量和解释方法的制约，难以满足精确压裂设计的要求。同时，现有的工艺对策与增产效果之间缺乏有效的定量评估方法，这使得工艺方案的优化面临一定的挑战。因此，有必要将不同地质条件下的产气规律、缝网动态监测数据、施工工艺参数及压力变化等因素进行系统整合，结合机器学习算法，建立智能化评价模型，以更准确地预测裂缝的生成、扩展和有效性，如图 17 所示。通过这一智能化模型，可以在多因素综合作用下优化裂缝设计与施工参数，从而提升煤层气的产气效果和开采效率，为深部煤层气的可持续开发提供更强的技术支撑。

3.3.2 优化井位与缝网布局以及压裂参数设计

基于机器学习模型的分析结果，研究井台布孔和布缝方案，进一步研究考虑井网匹配的压裂参数智能优化方法，以最大化气体采收率。基于非支配排序遗传算法，建立固定地质条件下压裂施工多目标参数优化的 DHMT (Deep Hybrid Neural Network based Multi-Task) 模型，实现压裂参数的智能优化，如图 18 所示。

采用粒子群优化算法(如遗传算法、粒子群优化等)，生成最优井位选择和缝网布局方案，确保裂缝网络最大程度地覆盖目标储层区域，并实现均匀气体采收。在此基础上，系统优化压裂段数、簇数、砂量等关键参数，利用有限元分析和离散元法评估不

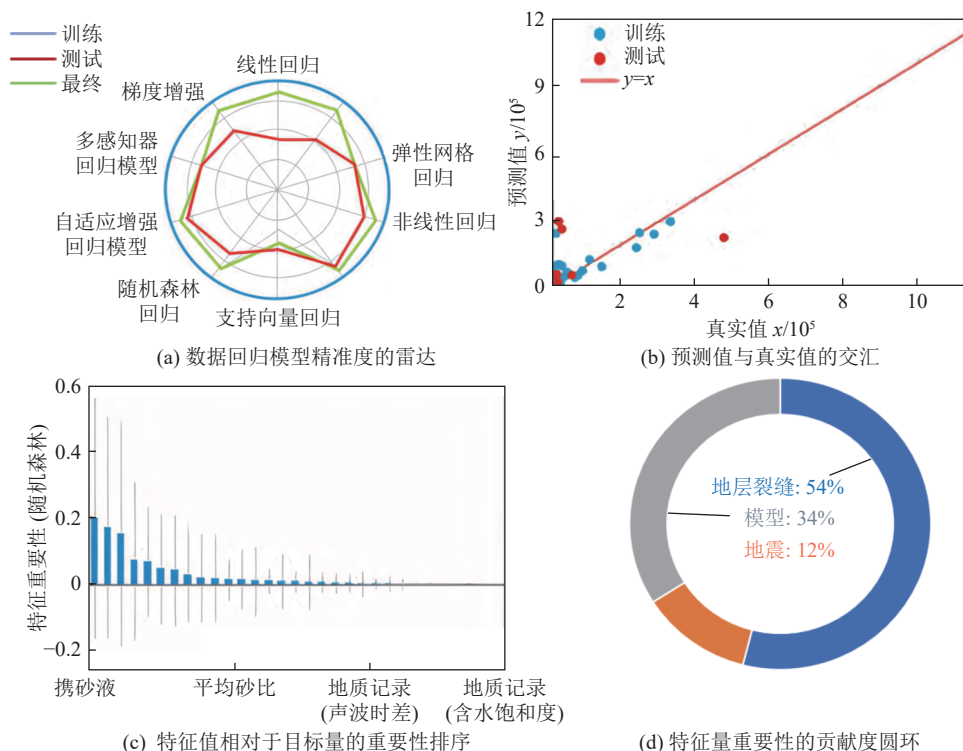


图 17 产量主控因素分析数据分析模型^[28]

Fig.17 Yield control factors analysis data analysis model^[28]

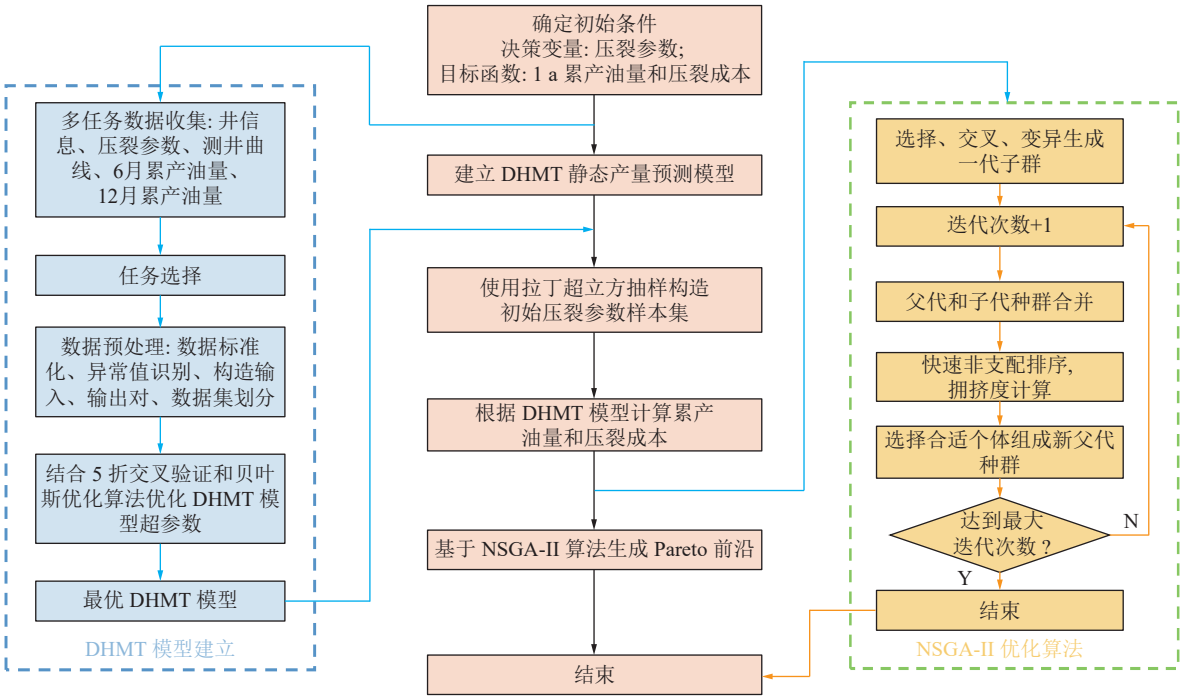


图 18 多目标参数优化模型^[29]
Fig.18 Multi-objective parameter optimization model^[29]

同压裂参数对裂缝延伸及产气效果的影响,如图 19 所示。通过敏感性分析,深入探讨各参数的变化对裂缝形态和网络复杂度的影响,确保压裂设计的精确性。生成最优井位选择和缝网布局方案,确保裂

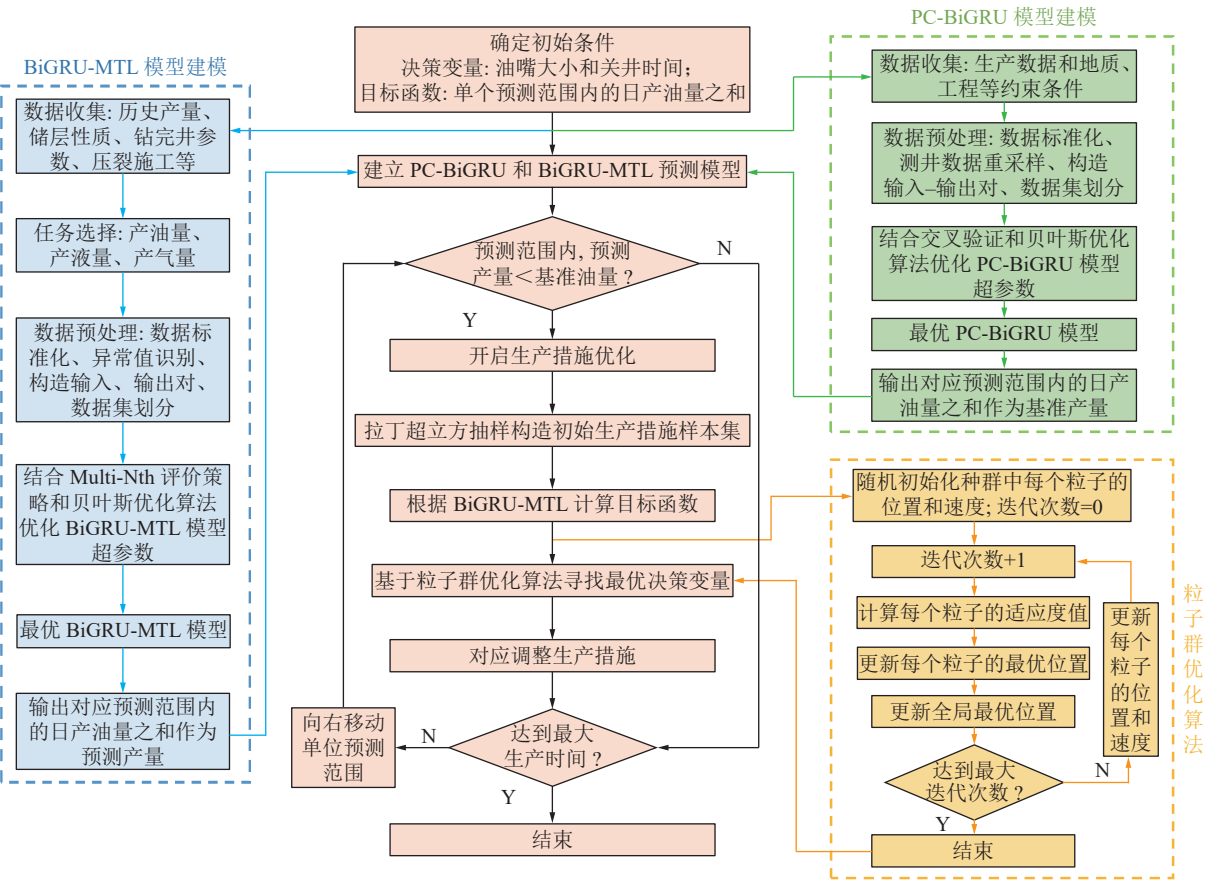


图 19 压裂施工与生产动态调控模型^[29]
Fig.19 Fracturing construction and production dynamic control model^[29]

缝网络最大程度地覆盖目标储层区域,并实现均匀气体采收。

为促进超大规模压裂技术的成本效益,利用大数据和人工智能技术精确控制和优化压裂过程,建立缝网-井网匹配智能压裂方法,提高压裂效果和气体采收率。未来深部煤层的高效开发是一个重要方向,考虑到其地质复杂性和高成本挑战,需要深入研究地质特征,开发适应性强的技术和设备。同时,加强国际合作,借鉴引进国外先进技术和经验,也是提升深部煤层开发效率的关键。

3.4 推动协同压裂技术研究

DJ55井和DJ54井多轮次压裂试验表明,随压裂次数的增加,有助于提升气井的高产和稳产能力,裂缝监测结果表明缝网体积随压裂轮次增加而变大,重复改造体积和缝网复杂度也在增大。单井的多轮次对近井缝网的织密作用效果显著,但远端缝网的织密效果提升困难,多轮次大规模压裂缝网整体利用效率较低。为进一步探索多轮次压裂对提高产量、采收率的影响,提出由单井多轮变井组多轮来构建区域井台整体协同织密缝网体系的压裂模式,端部缝网弥合则通过井组协同压裂来实现,大幅提高井组内整体的缝网织密度,增强层内流动条件。

根据前期多轮次实施经验,提出井组协同压裂的具体措施,如图20所示:①合理的压裂液组合,裂缝扩展机制表明,高黏有利于提高裂缝的长度,但复杂度较低;低黏有利于激活割理,提升缝网的复杂度,通过不同轮次液体黏度组合模式,实现不同轮次增缝长、促织密的效果。②差异化压裂次数,主要根据顶底板封盖条件,来确定单井的施工轮次和对整体缝网弥合的贡献度,顶底板封盖条件越好,施工轮次越高。③缝高控制,综合考虑顶底板封隔能力、完整性、脆性,从排量、控顶/底工艺、液体黏度缝方面综合设计实现缝高控制,提高各轮次在煤层延展效率。④施工规模,综合考虑单井局部应力和资源丰度,应力越低缝网扩展面积越大,对整体井网的弥合贡献程度越高。⑤停泵时间,根据压裂规模、压裂轮次与应力演变的过程,以充分利用诱导应力促进邻井裂缝转向为目标,差异化设计轮次施工间隔时间。⑥井组压裂顺序,重点考虑井间微应力场差异,低应力井作为优先实施井和缝网弥合主贡献井,减少与高应力井之间的应力差异,促进井组整体应力的平衡;第2轮次和之后轮次施工,综合考虑裂缝监测的缝网大小和停泵压力高低,裂缝越大、停泵压裂越低则考虑优先压裂。

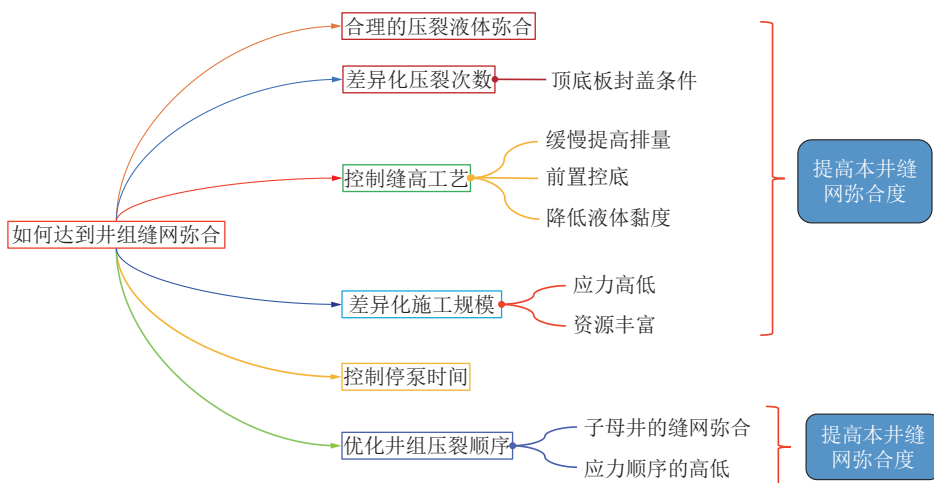


图20 协同压裂工艺措施

Fig.20 Collaborative fracturing process measures

3.5 加强深部中低阶煤技术体系建设

中低阶深部煤层具有天然裂缝发育、煤岩破碎且塑性强、厚煤层纵向层理/夹矸/煤岩煤质变化大等非均质性特征,需开展碎软煤压裂地质力学特征评价方法的深入研究,以全面了解和掌握煤岩在压裂过程中的力学行为和特征,这包括对煤岩的力学性质、破裂准则以及压裂过程中的应力场分布等进行

系统分析。裂缝扩展机制的研究也至关重要,通过探究裂缝在煤岩中的起裂、扩展和终止规律,可以为优化压裂设计提供科学依据。此外,还需要识别和分析影响中低阶深部煤层缝网扩展的地质主控因素,如地应力场、天然裂缝分布、煤岩力学性质等,以便更好地预测和调控裂缝扩展行为。

在上述研究的基础上,进一步攻关转向压裂、低

成本聚能压裂、最优靶体复杂缝网构建技术,实现对储层的多方位改造,提高压裂效果。在降低压裂成本的同时,保证压裂效果,满足经济效益和资源高效利用的双重需求。通过精确选择压裂靶体和优化缝网设计,构建更加复杂的裂缝网络,提高储层的渗流能力。

与此同时,研发高效压裂液体系也是不可或缺的一环。高效压裂液体系应具备良好的携砂能力、低摩阻、易返排、控煤粉、促解吸等特点,以满足不同储层条件和压裂工艺的需求。通过创新构建缝网评估技术和智能化实时诊断、决策系统,可以实现对压裂过程的实时监控和精准调控,提高压裂施工的成功率。

通过以上系统而深入的研究和技术攻关,有望突破现有技术瓶颈,实现深部煤层气压裂技术的重要进步,为能源行业的可持续发展贡献力量。

3.6 发展煤层气低成本功能型压裂液

3.6.1 功能型促解吸剂

目前等温吸附装置主要考虑水分平衡,试验以煤样中的水份比例为主,无法还原实际压裂后的储层覆水解吸条件,不同矿化度、类型表面活性剂对解吸的影响规律有待进一步研究。一方面,要开展能够干燥吸附、覆水解吸的高温、高压等温吸附装置和计算模型研发;另一方面,要从小分子、破胶液低表面张力、抑制煤岩吸附、降低氢键作用力等方向进行表面活性剂的优选或研究,既要提高甲烷的解吸效率、解吸程度,还要减缓因水气置换而导致的液相滞留效应。

3.6.2 低成本粉剂压裂液

常规干粉减阻剂存在溶解速度慢,粉剂通过混配设备配置滑溜水时需要先配置到缓冲罐中溶解,并且易产生“鱼眼”,不满足现场大排量下即配即用的施工要求。通过分子结构设计、亲水及抗盐单体引入、可控自由基水溶液聚合、粉末粒径及圆度、超高浓缩液配置设备研发等方面优化,提升粉剂的速溶和抗盐能力,使其既能满足深部煤层气大排量、高黏度、耐高矿化度施工的需求,还能减少添加剂种类、增加有效含量降低伤害和压裂液成本。

4 结 论

1) 储层改造技术是创新推动深部煤层气增储上产和效益开发最重要手段和必经之路。深部煤层气储层改造技术迭代经历了体积酸化压裂、大规模体积压裂、超大规模压裂、精优压裂4个阶段、4种迭代压裂技术,从追求基质改造到大规模缝网形成,从

追求极限改造体积到井网缝网精益弥合,逐步探索多种新改造工艺技术和先进改造理念,基于地质特征的精细化压裂设计进行深入研究和实践,有力推动了深部煤层气勘探开发进程。

2) 深部煤储层改造技术应用过程中目前仍然面临一些列问题与挑战,主要包括:①现阶段体积压裂的水基压裂液体系存在大量水资源消耗及返排液处理困难等问题;②智能压裂技术发展程度较低;③超大规模压裂技术成本过高,投入产出不均衡;④深部中低阶煤储层配套压裂技术缺乏;⑤压裂材料仍然面临储层伤害、成本控制问题等。

3) 针对深部煤储层改造的问题与挑战,提出推进深部煤层气储层改造所需开展的减水压裂技术攻关、鱼骨水平井+基质酸化大规模减水技术攻关、应用人工智能实现智能化压裂技术突破、基于井组缝网弥合的协同压裂工艺研发、深部中低阶煤压裂技术体系攻关、降本增效和提高煤层气采收率的新压裂材料等六大技术发展方向,进一步提高深部煤层气开发效益,推进产业高质量发展。

参考文献(References):

- [1] 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.
- [2] 郑民,李建忠,吴晓智,等.我国主要含油气盆地油气资源潜力及未来重点勘探领域[J].地球科学,2019,44(3):833-847.
ZHENG Min, LI Jianzhong, WU Xiaozhi, et al. Potential of oil and natural gas resources of main hydrocarbon-bearing basins and key exploration fields in China[J]. Earth Science, 2019, 44(3): 833-847.
- [3] 孙德强,高文凯,郑军卫,等.制约中国煤层气发展瓶颈问题及政策建议[J].中国能源,2021,43(1):33-38.
SUN Deqiang, GAO Wenkai, ZHENG Junwei, et al. Bottlenecks restricting the development of coalbed methane in China and policy recommendations[J]. Energy of China, 2021, 43(1): 33-38.
- [4] 聂志宏,时小松,孙伟,等.大宁—吉县区块深层煤层气生产特征与开发技术对策[J].煤田地质与勘探,2022,50(3):193-200.
NIE Zhihong, SHI Xiaosong, SUN Wei, et al. Production characteristics of deep coalbed methane gas reservoirs in Daning-Jixian Block and its development technology countermeasures[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 193-200.
- [5] 张道勇,朱杰,赵先良,等.全国煤层气资源动态评价与可利用性分析[J].煤炭学报,2018,43(6):1598-1604.
ZHANG Daoyong, ZHU Jie, ZHAO Xianliang, et al. Dynamic assessment of coalbed methane resources and availability in

- China[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1598–1604.
- [6] 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.
- [7] 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 等. 深部(层)煤层气成藏模式与关键技术对策: 以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. 中国海上油气, 2022, 34(4): 30–42, 262.
- XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, et al. Deep(layer) coalbed methane reservoir forming modes and key technical countermeasures: Taking the eastern margin of Ordos Basin as an example[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(4): 30–42, 262.
- [8] 田丰华, 李小刚, 朱文涛, 等. 大宁—吉县区块 8 号煤裂缝三维特征评价及压裂段优选[J]. 能源与环保, 2023, 45(9): 88–95.
- TIAN Fenghua, LI Xiaogang, ZHU Wentao, et al. Evaluation of 3D characteristics and optimization of fracturing sections for No. 8 coal seam crack in Daning-Ji County block[J]. China Energy and Environmental Protection, 2023, 45(9): 88–95.
- [9] 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.
- [10] 陈贞龙, 王运海, 刘晓, 等. 延川南深部煤层气开发关键技术与地质工程一体化实践[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(1): 142–151.
- CHEN Zhenlong, WANG Yunhai, LIU Xiao, et al. Critical technologies and geology-engineering integration practices for deep CBM production in the Yanchuannan CBM field[J]. Coal Geology & Exploration, 2025, 53(1): 142–151.
- [11] 徐长贵, 季洪泉, 王存武, 等. 鄂尔多斯盆地东缘临兴-神府区块深部煤层气富集规律与勘探对策[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(8): 1–11.
- XU Changgui, JI Hongquan, WANG Cunwu, et al. Enrichment patterns and exploration countermeasures of deep coalbed methane in the Linxing-Shenfu block on the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(8): 1–11.
- [12] 何发岐, 董昭雄. 深部煤层气资源开发潜力: 以鄂尔多斯盆地大牛地气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 277–285.
- HE Faqi, DONG Zhaoxiong. Development potential of deep coalbed methane: A case study in the Daniudi gas field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 277–285.
- [13] 李国永, 姚艳斌, 王辉, 等. 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[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 70–80.
- LI Guoyong, YAO Yanbin, WANG Hui, et al. Deep coalbed methane resources in the Shenmu-Jiaxian block, Ordos Basin, China: Geological characteristics and potential for exploration and exploitation[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 70–80.
- [14] 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.
- [15] 郭涛, 金晓波, 武迪迪, 等. 川东南南川区块龙潭组深部煤层气成藏特征及勘探前景[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(4): 60–67.
- GUO Tao, JIN Xiaobo, WU Didi, et al. Accumulation characteristics and exploration prospects of deep coalbed methane in the Longtan Formation of the Nanchuan block on the southeastern margin of the Sichuan Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(4): 60–67.
- [16] 杨锡禄. 煤层气勘探开发现状与需要解决的技术问题[J]. 中国煤炭, 1995, 21(8): 39–41.
- YANG Xilu. The current situation of coalbed methane exploration and exploitation and technical problems thereof[J]. China Coal, 1995, 21(8): 39–41.
- [17] 程林林, 程远方, 祝东峰, 等. 体积压裂技术在煤层气开采中的可行性研究[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(5): 598–602.
- CEHNG Linlin, CHENG Yuanfang, ZHU Dongfeng, et al. Feasibility study on application of volume fracturing technology to coalbed methane(CBM) development[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(5): 598–602.
- [18] 刘长松, 赵海峰, 陈帅, 等. 大宁—吉县区块深层煤层气井酸压工艺及现场试验[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 154–162.
- LIU Changsong, ZHAO Haifeng, CHEN Shuai, et al. Acid fracturing technology of deep CBM wells and its field test in Daning-Jixian Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 154–162.
- [19] 李曙光, 王红娜, 徐博瑞, 等. 大宁—吉县区块深层煤层气井酸化压裂产气效果影响因素分析[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 165–172.
- LI Shuguang, WANG Hongna, XU Borui, et al. Influencing factors on gas production effect of acid fractured CBM Wells in deep coal seam of Daning-Jixian Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 165–172.
- [20] 王策, 王明瑜, 崔争攀, 等. 致密油藏直井大规模体积压裂技术提高采油速度研究与应用[C]/2022 油气田勘探与开发国际会议论文集Ⅳ. 西安: 陕西省石油学会, 2022: 74–84.
- [21] 吴奇, 胥云, 张守良, 等. 非常规油气藏体积改造技术核心理论与优化设计关键[J]. 石油学报, 2014, 35(4): 706–714.
- WU Qi, XU Yun, ZHANG Shouliang, et al. The core theories and key optimization designs of volume stimulation technology for unconventional reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(4): 706–714.
- [22] 胥云, 雷群, 陈铭, 等. 体积改造技术理论研究进展与发展方向

- [J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 874–887.
- XU Yun, LEI Qun, CHEN Ming, et al. Progress and development of volume stimulation techniques[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(5): 874–887.
- [23] 刘之的, 韩鸿来, 王成旺, 等. 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层含气饱和度测井计算方法及分布特征研究[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(2): 193–201.
- LIU Zhidi, HAN Honglai, WANG Chengwang, et al. Study on logging calculation method and distribution characteristics of gas saturation in deep coal seam in Daning-Jixian block of Ordos Basin[J]. *China Industrial Economics*, 2024, 35(2): 193–201.
- [24] 雷群, 胥云, 才博, 等. 页岩油气水平井压裂技术进展与展望[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(1): 166–172, 182.
- LEI Qun, XU Yun, CAI Bo, et al. Progress and prospects of horizontal well fracturing technology for shale oil and gas reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(1): 166–172, 182.
- [25] 赵金洲, 任岚, 沈骋, 等. 页岩气储层缝网压裂理论与技术研究新进展[J]. *天然气工业*, 2018, 38(3): 1–14.
- ZHAO Jinzhou, REN Lan, SHEN Cheng, et al. Latest research progresses in network fracturing theories and technologies for shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(3): 1–14.
- [26] 李东旭. 基于产能指示剂的致密油水平井大规模压裂后评估[J]. 化学工程与装备, 2018(5): 184–187.
- LI Dongxu. Post-fracturing evaluation of horizontal wells in tight oil based on productivity indicators[J]. *Chemical Engineering & Equipment*, 2018(5): 184–187.
- [27] 熊先钺, 甄怀宾, 李曙光, 等. 大宁—吉县区块深部煤层气多轮次转向压裂技术及应用[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 147–160.
- XIONG Xianyue, ZHEN Huaibin, LI Shuguang, et al. Multi-round diverting fracturing technology and its application in deep coalbed methane in the Daning-Jixian block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 147–160.
- [28] 龚斌, 王虹雅, 王红娜, 等. 基于大数据分析算法的深部煤层气地质—工程一体化智能决策技术[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1949–1958.
- GONG Bin, WANG Hongya, WANG Hongna, et al. Integrated intelligent decision-making technology for deep coalbed methane geology and engineering based on big data analysis algorithms[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1949–1958.
- [29] 李雪晨. 数据驱动的压裂水平井产量预测方法及应用研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- LI Xuechen. Research on data-driven production prediction method and application of fractured horizontal wells[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.