煤岩气全域支撑压裂的几个关键问题与思考

郭建春[1,2]，曾　杰[1,2]，赵志红[1,2]，路千里[1,2]，周航宇[1,2]，任文希[1,2]，张　涛[1,2]，
刘彧轩[1,2]，张　涛[2]，吴天宇[2]

(1. 西南石油大学 油气藏地质及开发工程全国重点实验室，四川 成都　610500；2. 西南石油大学 石油与天然气工程学院，四川 成都　610500)

摘　要：我国煤岩气资源丰富，水力压裂是有效开发煤岩气储层的关键工程技术。由于深层煤岩岩石力学特征、微构造、煤岩气赋存状态和产能控制因素等有别于中浅层煤储层且区块间储层差异大，当前压裂改造技术的适应性仍面临挑战，压裂改造技术创新是煤岩气高效开发的必由之路。首先结合煤岩气储层的地质特征，论述了由此带来的压裂改造技术难题。针对地质特征的特殊性和压裂技术难题，提出了“点解吸，线疏通，面促缝，体支撑”的基质孔缝—割理裂隙协同改造的高效开发理念，并根据其内涵梳理了以下关键问题：①压裂诱导基质孔隙结构和表面性质改造促解吸、渗吸置换以及吸附–游离多态甲烷协同高效供气；②激活割理裂隙，缩短气体扩散距离，疏导基质释放储量；③促进裂缝均匀扩展，“控近扩远”造“长缝网”，精准调控裂缝形态；④实现“多级缝宽与支撑剂粒径精准匹配、层理缝平面支撑、割理缝和主缝立体支撑”的煤岩储层压裂缝网全域支撑。结论认为：需要基于深层煤岩的赋存特征和生产特征，进一步研究裂缝参数和生产动态的关系，明确能够满足吸附气和游离气“连续–协同”供气的裂缝参数，为裂缝调控和施工优化提供支撑。深入开展煤层水力裂缝网络扩展规律和裂缝扩展数值模拟技术研究，结合施工净压力双对数图版，实现煤岩气体积缝网的有效调控。采用前置高黏降滤失、造主缝，后置低黏造复杂缝实现“控近扩远”造“长缝网”。针对深层煤岩气压裂对裂缝网络体积和导流能力的更高要求，在有限砂液量下使裂缝体积最大化与流动能力最优化，是实现降本增效的有力途径。研发适用于深层煤岩的全域支撑压裂技术，实现“主缝+层理缝+割理缝”长效连通，提高裂缝有效支撑体积。通过多级裂缝、不同铺砂模式下的长效导流能力测试，优化不同支撑剂、纤维的组合模式和配比等。完善现有压裂液体系，探索减水、高砂比低成本压裂液和清洁促解吸剂。

关键词：煤岩气；压裂改造；吸附解吸；水力裂缝；全域支撑

中图分类号：TE377　　**文献标志码：**A　　**文章编号：**0253−9993(2026)01−0613−17

Several key issues and insights in full-scale proppant-support fracturing for deep coal rock gas formations

GUO Jianchun[1,2], ZENG Jie[1,2], ZHAO Zhihong[1,2], LU Qianli[1,2], ZHOU Hangyu[1,2], REN Wenxi[1,2], ZHANG Tao[1,2], LIU Yuxuan[1,2], ZHANG Tao[2], WU Tianyu[2]

(1. *State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration, Southwest Petroleum University, Chengdu*　610500, *China*; 2. *School of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu*　610500, *China*)

Abstract: Our country has abundant coal rock gas resources. Hydraulic fracturing is a key technology for effectively de-

收稿日期：2025−11−07　　**策划编辑：**郭晓炜　　**责任编辑：**黄小雨　　**DOI：**10.13225/j.cnki.jccs.2025.1460
基金项目：国家科技重大专项课题资助项目 (2025ZD1404206)；国家自然科学基金资助项目 (52404045)
作者简介：郭建春 (1970—)，男，四川营山人，教授，博士。E-mail: guojianchun@vip.163.com
通讯作者：曾　杰 (1991—)，男，四川南充人，副研究员，博士。Email: jie.zeng@swpu.edu.cn
引用格式：郭建春，曾杰，赵志红，等. 煤岩气全域支撑压裂的几个关键问题与思考[J]. 煤炭学报，2026，51(1)：613−629.
GUO Jianchun, ZENG Jie, ZHAO Zhihong, et al. Several key issues and insights in full-scale proppant-support fracturing for deep coal rock gas formations[J]. Journal of China Coal Society, 2026, 51(1): 613−629.

移动阅读

veloping coal rock gas reservoirs. Due to the differences in the mechanical properties, microstructure, gas occurrence states, and productivity-controlling factors of deep coal rock compared with shallow and medium-depth coal reservoirs, as well as the significant property variation in reservoirs between blocks, the adaptability of current fracturing technologies still faces challenges. Innovation in reservoir stimulation technologies is essential for the efficient development of coal rock gas. The difficulties in reservoir stimulation brought by the geological characteristics of coal rock gas reservoirs are discussed first. To deal with the geological features and the challenges of fracturing technology, an efficient development concept of matrix pore-cleat/fracture simultaneous stimulation, summarized as "point desorption, line dredging, fracture geometry improvement, and propped bulk fracture network", is proposed, and the following key issues are figured out based on its connotation: ① fracturing-induced matrix pore structure and pore surface property modification, enhanced gas desorption, imbibition displacement, and adsorbed-phase and free-phase methane collaborative and efficient gas supply; ② activate cleats/fractures, shorten gas diffusion distances, and facilitate matrix reserves releasing; ③ promote uniform fracture propagation, enhance fracture complexity, and precisely control fracture morphology; ④ full-scale proppant support for coal rock reservoirs that "precisely matches proppant particle size with multi-level fracture widths, supports bedding-plane fractures, and provides three-dimensional support for cleat and main fractures". Results indicate that it is necessary to further study the relationship between fracture parameters and production dynamics based on the gas storage and production characteristics of deep coal rocks, in order to identify fracture parameters that can realize the adsorbed and free gas "continuous-cooperative" supply, and to provide support for fracture property control and treating design optimization. Conduct in-depth research on hydraulic fracture network propagation rules in coal rock reservoirs and fracture propagation numerical simulation technologies, and combine the net pressure log-log diagram during fracturing to effectively control the fracture network propagation behavior in coal rock gas reservoirs. Use high-viscosity and leakage-weakening fluid first to create the main fractures, then use low-viscosity fluid to create complex fractures, achieving "controlled near-wellbore fracture complexity and sufficiently extended fractures" to form a "long fracture network". To deal with the requirement of high conductivity and larger volume for fracture networks in deep coal rock formations, maximizing fracture volume and optimizing flow capacity with limited proppant and fluid is an effective way to reduce costs and increase efficiency. Propose the full-scale proppant-support fracturing technology for deep coal rock reservoirs to achieve long-term connectivity of "main fractures + bedding planes + cleats" and increase the effective support volume of fractures. Optimize different proppants and fiber combinations through long-term fracture conductivity tests for multi-size fractures with different proppant placement patterns. Improve existing fracturing fluid systems, explore water-reducing, high-sand-ratio, low-cost fracturing fluids, and clean desorption-promoting agents.

Key words: coal rock gas; fracturing and stimulation; adsorption and desorption; hydraulic fractures; full-scale proppant support

0 引 言

中国埋深 2 000 m 以浅的煤层气储量约为 30.05×10^{12} m^3，开发潜力巨大，但多数储层仍然存在有效动用程度较低，单井产量普遍偏低的问题[1–3]。2 000 m 以深的煤层气储量约为 40.71×10^{12} m^3，目前开发已初见成效，在鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地以及四川盆地渝东南取得了突破性进展[4]。为与传统煤层气资源区分，也将埋深 1 500 m 以深的煤层气资源称为深部煤层气、深层煤层气或煤岩气[5]。煤岩气的高效开发对保障国家能源安全，优化能源结构和助力实现"双碳"战略目标具有重大现实意义。目前，煤岩气开发仍处于探索阶段，深部煤岩气与中浅层煤层气富集机理和开发控制机制不同[6]。水力压裂是有效开发煤岩气的关键工程技术。深层煤岩储层在地质、工程和排采等方面与中浅层煤储层存在明显差异[7]。由于孔裂隙中存在碳酸盐等矿物，大宁–吉县区块深层煤岩气开展了"高排量、低酸量、适中砂比"体积酸压工艺现场实验，以形成"多级支撑裂缝+酸溶裂缝"的高导流裂缝系统为技术目标，改造效果较好[8-9]。此后，借鉴页岩体积压裂技术理念，形成了针对深层煤岩的采用高排量、高加砂强度、高用液强度、小粒径为主的组合粒径石英砂和一体化变黏压裂液的高强度支撑体积缝网压裂技术。针对现有压裂技术在深层煤岩改造过程中存在过度改造和改造不充分的区域，提出采用多轮次细粒支撑剂转向压裂，使裂缝周围地层

发生局部应力转向, 裂缝向初次压裂未充分改造区域延伸, 改造增渗范围随轮次增加而增大[10-11]。通过分析施工参数和气井产能的关系, 部分学者提出了“控液增砂”的改造理念, 即控制前置液比例 (减少总液量), 逐步提高砂比和小粒径支撑剂比例, 降低工作液黏度, 在保证压裂改造效果的同时降低成本。深层煤岩塑性强、天然裂缝发育, 传统分段多簇压裂存在能量分散、主缝缝长和缝高受限的问题[12]。据此提出了高施工强度单段单簇聚能压裂工艺, 以实现造长缝、高缝和高效支撑的技术目标。该技术在鄂尔多斯深层煤岩气储层取得了较好的应用效果[12]。然而, 由于深层煤岩储层成藏条件复杂多样、区域物性差异大、非均质性强, 压裂改造技术普遍存在适应性较差的问题, 即使在同一区块采用同方案、同模式压裂工艺改造, 仍然存在改造不充分和生产效果差异大的情况, 可供直接推广借鉴的煤岩气成熟示范工程较少。创新现有的压裂改造工艺, 形成匹配不同煤岩气储层特征的差异化改造技术体系是煤岩气高效压裂的关键。文章结合深层煤岩的地质特征, 论述并剖析了由此带来的压裂改造技术难题, 提出了“点解吸, 线疏通, 面促缝, 体支撑”的基质孔缝—割理裂隙协同改造的全域支撑压裂理念和 4 个方面的发展对策, 旨在为煤岩气高效压裂技术创新和技术瓶颈突破提供有力支撑。

1　煤储层主要地质特征及压裂改造技术难题

1.1　煤储层气体富集和演化特征

聚煤作用是含煤岩系形成的主要环节, 不同沉积环境下的聚煤作用直接影响煤层厚度、煤质及煤层分布[13]。上覆地层沉积使煤层埋深增加, 煤变质程度和储层压力增加, 在后期构造作用下发生差异抬升, 在构造—热作用共同控制下形成现今煤储层的分布格局[14-15]。构造演化和构造类型影响煤层 (岩) 气生成、富集 (成藏) 过程和富集程度 (含气性), 构造应力和构造裂隙决定煤储层整体渗透性, 煤体结构影响压裂改造裂缝形态及压后生产效果[6]。煤储层的差异构造演化是不同乃至相同区块含气性呈现显著差异的重要原因[16]。煤储层在生烃过程中, 以微孔和介孔数量增加为主, 发育割理和裂缝, 不同变质程度的煤岩孔裂隙发育程度差异较大, 具有多样性和多尺度特征[7]。在多期次构造运动中, 上覆岩层抬升受到剥蚀, 煤层卸压产生裂隙。长期剥蚀的隆起区由于气体逸散导致含气性降低, 后期沉降地区有利于煤层气保存, 但饱和度降低[15]。因此, 深层煤岩气藏经历了多期构造抬升, 但高饱和的储层大多始终处于深部环境[14]。煤层顶底板厚度和致密性越高, 越有利于煤岩气保存[15]。在良好顶底板条件下, 深层煤岩气自储—微运移聚集, 部分储量来自他源气充注, 游离气在高部位富集, 具有差异富集特征。

1.2　煤储层温压和含气性特征

煤层 (岩) 气主要以游离态、吸附态、水溶态和固溶态 4 种类型赋存[15]。储层温压条件直接影响吸附、解吸附和气体运移过程[14,17]。煤层温度受岩性、构造以及上覆岩层厚度等影响[18]。煤层温度、压力随埋深增加而增大。煤的含气性主要包括含气量、气体化学组分和吸附性能等[19]。深层煤岩气藏大多具有高温、高压、高含气、高饱和、高游离气的“五高”特征, 但并非所有深部煤层均具有高饱和、高游离气特征。如图 1 所示, 随储层压力增大, 游离气逐渐转化为吸附气, 有利于气体保存; 当深度增加超过临界深度时, 压力对吸附的正效应减弱, 温度的影响增强导致气体吸附能力减弱, 吸附量逐渐降低[14-15,18,20]。埋深与含气量关系还受构造部位影响。煤层含气量与煤层厚度呈正相关性[15]。深层煤岩气与浅层煤层气在地应力、含气性、储层物性等方面都具有较大差异, 其厚度、含气量和含气饱和度通常均优于浅层煤储层[21]。浅层煤层气以吸附态为主, 深层煤岩煤体结构更完整, 保存条件更好, 含气饱和度更高, 气体赋存状态由欠饱和状态转变为过饱和状态, 但吸附态赋存的比例仍然较高[16,21]。相同深度下, 煤阶越高, 吸附气占比越高。在深部高温高压条件下, 甲烷在“微孔超压环境”下为超临界状态, 导致含气量被低估[22]。实际排采过程中游离气和吸附气协同生产阶段稳产能力更强, 传统模型无法准确预测排采阶段的生产动态, 也难以制定深层煤岩科学合理的控压排采策略。在不同深度典型煤层含气性方面, 中浅层煤层如大宁—吉县区块浅层煤层 (埋深 800～1 500 m) 含气量为 2～18 m^3/t, 六盘水地区煤层 (埋深 2 000 m 以浅) 含气量为 4.21～20.59 m^3/t, 曲靖四勘区煤层 (埋深 566～937 m) 含气量为 2.01～20.17 m^3/t, 沁南西—马必东区块煤层 (埋深 550～1 800 m) 含气量为 4.9～27.8 m^3/t; 深层煤岩如临兴–神府区块深层煤岩 (埋深 1 700～2 300 m) 含气量为 4.31～16.38 m^3/t, 大宁—吉县区块深层煤岩 (埋深 1 800～2 600 m) 含气量为 22～32 m^3/t, 佳县南区深层煤岩 (埋深 2 000～2 500 m) 含气量为 10.2～29.5 m^3/t, 四川龙潭组深层煤岩 (埋深 2 000～4 500 m) 含气量为 21～24 m^3/t[14,16,19,23,24]。大吉、佳南、四川龙潭组、新疆白家海深层煤岩测试游离气占比分别达 10.5%～30.3%、20%～30%、38%～51%、54%[25]。

1.3　煤体结构和孔渗特征

宏观和微观的多尺度孔裂隙构成了煤储层的储

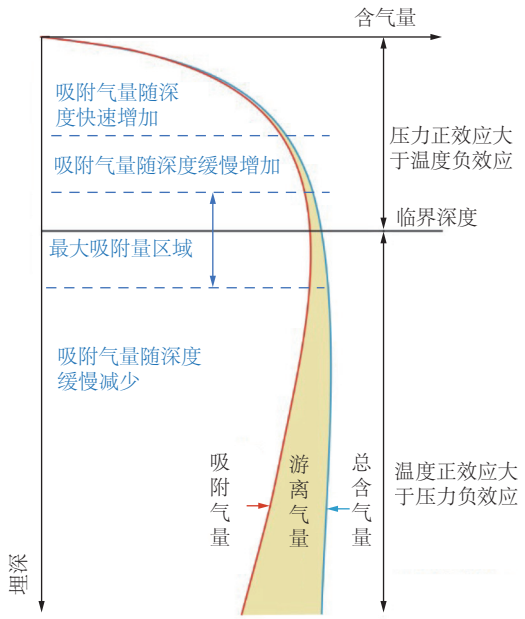


图 1 煤层含气量、吸附量与埋深的关系
(修改自参考文献[14,20])

Fig.1 Relationship among coal reservoir gas content, adsorption capacity, and burial depth (modified according to references [14,20])

渗空间,煤储层具有基质孔隙和天然裂隙“双重孔隙”结构[26]。煤的天然裂隙可分为宏观裂隙和微观裂隙。宏观裂隙包括外生裂隙和内生裂隙 (割理),微观裂隙可分为显微裂隙和超微裂隙[27]。煤层孔隙根据其宽度通常分为微孔 (< 2 nm)、介孔 (2～50 nm) 和大孔 (> 50 nm)[28]。基于微孔填充理论[29−31],进一步将孔隙分为不可达孔 (< 0.38 nm)、填充孔 (0.38～1.50 nm)、扩散孔 (1.50～100 nm) 和渗流孔 (> 100 nm)4 类,填充孔、扩散孔和渗流孔为依次串联,同类孔隙相互并联为主[32]。填充孔中主要为吸附相扩散,扩散孔中为游离态扩散。模拟发现,在 1.5 nm 孔隙中,甲烷可形成 3 层稳定充填吸附;在较大的孔隙中,以游离态和单层吸附态共存[33]。浅层煤储层渗流孔比深层煤储层发育,深层煤岩吸附类孔隙更为发育。煤储层在成藏过程中产生了大量地层水,存在一定的含水饱和度[34]。随煤化作用增强,煤层含水性降低[14]。煤层中水包括可动水 (毛细水和重力水)、束缚水和结构水[33]。深层煤岩储层可动水少[25]。除断层发育和靠近地表水补给的地区,深部储层的含水饱和度普遍低于浅层煤储层,具有“超低含水饱和 (初始含水饱和度低于束缚水饱和度)”和“超饱和气藏”的特征[35]。当压裂液侵入煤储层,煤岩裂隙中的黏土矿物吸水膨胀、溶蚀,裂隙开度增加,但破胶液残渣会阻塞开度大于 4 μm 的裂隙。储层中水蒸气会与甲烷竞争吸附位点,置换吸附态甲烷,液态水易在润湿性和毛管力作用下形成水锁效应,阻碍气−水运移[36,37]。实验结果表明,深层煤岩压裂后存在“压驱−渗吸−置换”的过程,大规模压裂改造后会出现气水渗吸置换作用、吸附气转为新的游离气产出[38]。

煤层渗透率是决定储层流体流动能力的最重要参数之一,可根据孔裂隙开度和立方定律计算[39]。渗透率受有效应力、气体吸附应变、稀薄气体效应、煤岩蠕变等影响。气体吸附引起煤基质表面能变化,根据能量守恒,该表面能变化量等于基质表面弹性能变化量,引起吸附膨胀[40]。基质表面局部吸附膨胀应变通过改变孔裂隙开度控制渗透率演化。在产气过程中,气体解吸附导致孔裂隙表面局部收缩,开度增大,渗透率可能出现回弹[40]。对于深层煤岩,由于基质和裂隙在采气过程中存在长时间的压力非平衡状态 (局部吸附应变非均匀分布),渗透率随时间变化显示出多阶段演化规律[41]。浅层煤层气需排水采气,见气周期长,以吸附气为主;深层煤岩由于孔裂隙赋存较多游离气,压裂改造后通常开井即见气,以采气降压模式生产,日产气量可达 5 万～10 万 m^3[25]。

1.4 地应力特征与岩石力学性质

地应力通过地层压力、渗透率等因素影响煤岩气赋存和产出[42]。地应力包括垂向地应力 (σ_v) 和水平地应力 (最大和最小水平主应力σ_H和σ_h),在垂向上分阶段变化 (图 2)。地应力随埋深增加均增大,且逐渐转化为垂向应力主导。我国煤储层以中−高应力为主,以$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$型 (埋深 > 1 000 m) 和$\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$型 (埋

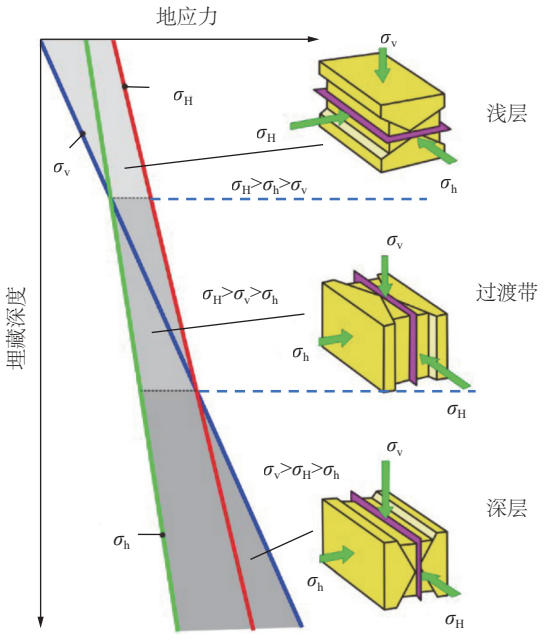


图 2 煤层地应力与埋深关系 (修改自参考文献[43,45])

Fig.2 Schematic for relationship between coal reservoir stress and burial depth (modified according to references [43,45])

深 1 000～2 000 m) 为主, $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$ 型 (埋深< 1 000 m) 相对较少, 上述应力场类型非均匀分布[7,43]。浅层煤储层地应力较低, 脆性破坏产生宏观裂隙使储层整体渗透率呈离散分布。深层煤岩具有“三高–两强”的特性, 即高地温、高地应力、高储层压力, 强塑性变形、变形强时效性, 储层吸收裂缝扩展能量, 缝长延伸受限且支撑剂易嵌入[44]。典型中–浅层和深层煤储层地应力和岩石力学参数对比见表 1。总体上深层煤岩杨氏模量高于中浅层煤岩杨氏模量。深层煤岩与顶底板岩石抗压强度差大, 有利于控制缝高, 水平两向主应力差相对小, 利于形成复杂缝网。

1.5　煤岩气压裂缝网全域支撑的难题

水力压裂是煤岩气开发的关键技术, 深层煤岩地质条件复杂, 流体赋存特征与中浅层煤岩存在显著差异, 孔裂隙发育相对孤立, 区域物性变化大, 现有技术工艺对不同深层煤岩的适应性差, 缺乏针对深层煤岩系统性的压裂理念和理论支撑。如何压裂形成长缝网并实现缝网全域支撑面临众多挑战, 主要包括以下 5 个方面:

1) 深层煤岩水力裂缝起裂扩展机理复杂, 难以形成大的有效体积缝网。深层煤岩压裂后的裂缝展布形态很大程度上决定了压裂改造的效果。水力裂缝形态受煤体结构和地应力共同控制[46]。随水平主应力差增大, 裂缝逐渐由沟通天然裂隙或沿天然裂隙、弱面延伸的复杂裂缝转变为垂直于最小水平主应力方向且形态相对简单的裂缝[5]。储层中煤体结构对裂缝形态的影响通常更明显。受天然裂隙影响, 近井地带易过度改造, 天然裂隙过度开启使得优势主裂缝延伸受阻[47]。深层煤岩以原生结构煤为主, 存在部分碎裂煤[48]。如图 3 所示, 原生煤外生裂隙不发育, 抗压和抗拉强度高, 与顶底板力学性质相似, 裂缝形态较简单且易纵向贯穿; 碎裂煤抗压强度和弹性模量低, 与顶底板力学性质差异大, 裂缝趋向于缝长方向延伸; 糜棱煤强度和弹性模量最低, 压裂能量损失大, 难以形成主缝[46]。对于深层煤岩–致密砂岩及泥岩叠置的深部煤系气储层, 裂缝垂向穿层延伸范围一定程度上决定了压裂改造效果[49]。非均质深层煤储层不同井段裂缝难以均匀扩展导致储层欠改造。不同地质和

表 1　中–浅层和深层煤储层地应力和岩石力学参数对比 (修改自文献[7])

Table 1　Comparison of in-situ stress and rock mechanics parameters between medium-shallow and deep coal reservoirs (modified according to reference [7])

煤类型	中–浅层煤	白家海深层煤	深8煤	大城深煤	渝西深煤
脆性矿物含量/%	10～30	—	35～46	—	—
埋深/m	500～1 200	2 000～3 500	2 000～2 800	1 500～5 000	2 000～3 500
煤体结构	碎粒–原生	原生煤	原生煤	原生煤	碎裂–原生
裂隙发育程度	割理发育	割理发育	割理发育	割理发育	异常发育
应力差/MPa	1～5	3～7	2～5	—	—
杨氏模量/GPa	2.2～6.0	6.5	4.0～9.3	5.1～8.5	4.0～5.5
泊松比	0.25～0.33	0.29	0.26～0.39	0.22～0.24	0.36～0.42

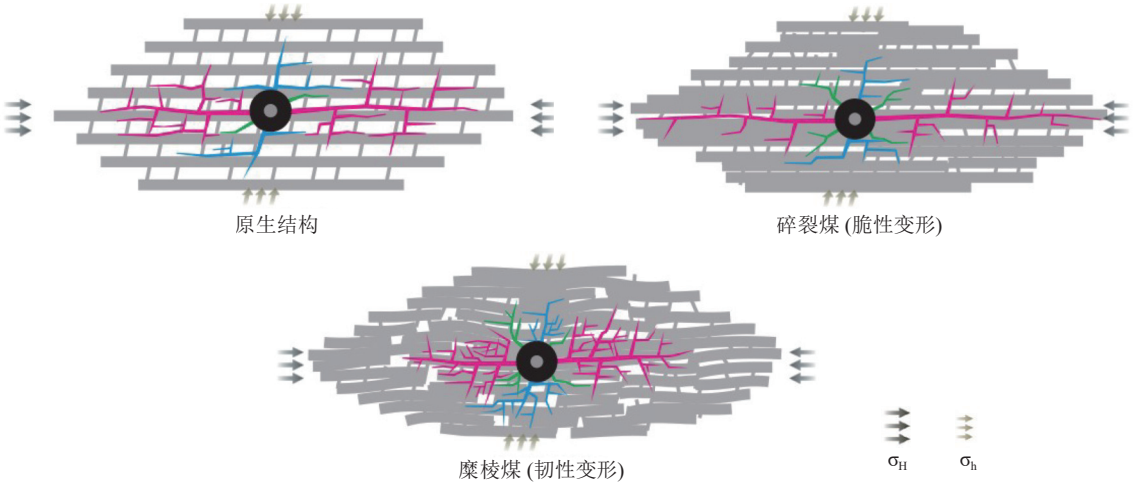


图 3　不同煤体结构裂缝延伸模式 (修改自参考文献[50,51])

Fig.3　Different coal body fracture propagation patterns (modified according to references [50,51])

工程因素对深部煤层水力裂缝扩展的综合影响机制尚不明确。此外,复杂地应力、力学性质和温度−压力−地应力多场耦合条件下裂缝起裂模式、扩展规律以及裂缝形态研究不系统[16]。如何根据不同区块的地质特征明确其裂缝扩展规律,既能开启天然裂隙增加缝网复杂程度,又能防止近井地带过度改造,扩大有效体积缝网是亟需开展的研究。

2) 深层煤岩水力裂缝连通多尺度层理、割理裂隙,体积缝网支撑效率低。深层煤岩多尺度天然裂隙发育,压裂后易形成“主缝+层理缝+割理缝”的多级裂缝结构,支撑剂输送阻力大、运移距离相对较短,支撑剂更难进入微细层理、割理裂隙系统。随着埋深和地应力增大,主裂缝周围的多级天然裂缝难以规模开启,导致支撑剂难以进入连通天然裂缝,易造成砂堵、脱砂[47],对深层煤岩多级裂缝内支撑剂输送、铺置和转向分流等复杂过程仍然认识不清,难以实现多级缝网全域支撑[52]。由于深层煤岩压裂施工方式 (如聚能压裂) 有别于其他非常规油气藏,如何根据现场施工参数和多级裂缝宽度匹配合理的支撑剂粒径组合及加入时机,最终实现支撑剂转向入缝和多级人工裂缝全域支撑是亟待解决的难题。此外,返排速度过高将导致支撑剂回流及裂缝应力敏感,现场多采用经验方法防控,回流防控效果不确定性高[12]。上述情况导致体积缝网支撑效率低,亟需研发针对深层煤岩特征的缝网全域支撑技术和配套材料,实现支撑剂转向入缝、增加支撑剂缝内运移距离、改善铺置剖面、减少支撑剂回流。

3) 压裂液效率低、吸附伤害大、返排液矿化度高,对压裂液提出了更高要求。煤储层常用的压裂液体系包括线性胶压裂液、活性水压裂液、清洁压裂液和泡沫压裂液等[53]。煤岩比表面积大,吸附性强,存在聚合物吸附、破胶残渣堵塞、液相滞留等现象,多因素叠加阻碍产能充分释放[54,55]。常用的压裂液伤害程度排序为:线性胶压裂液 > 清洁压裂液 > 活性水压裂液。深层煤岩中高矿化度地层水抑制稠化剂的溶胀性能和分子链有效伸展,降低压裂液的降黏、耐剪切、携砂等能力,并造成稠化剂吸附,阻塞孔裂隙[55]。此外,高矿化度返排液重复利用难度大。需要优选具备自清洁、低伤害、强携砂、促解吸、低摩阻、降滤失等性能的可变黏压裂液体系[54]。

4) 对深层煤岩气藏多尺度孔裂隙流体赋存特征和气体高效释放机理认识不清,压裂设计和排采调控缺乏理论依据。当甲烷在深层高温高压条件下进入超临界状态后,密度与液态相近,黏度则与气态相近,造成游离气量和流动能力被低估[22]。对于吸附态甲烷,深层煤岩基质发育大量微孔,甲烷受微孔填充效应影响难以通过排采降压的方式解吸附采出[56]。对压裂液对煤岩孔隙的伤害及其解除机理认识不清,亟需研发适用于煤储层的兼具低伤害、促解吸、高降阻、强携砂性能的新型压裂液。煤岩中水化增孔扩缝作用和水锁效应共存,两者对孔裂隙中甲烷产出的双重作用影响机制不明。如何通过激活深层煤岩割理裂隙系统,并优选与之匹配的压裂液体系,有效促进气体解吸、加速气体产出仍有待探索。深层煤岩气开发借鉴资料少、未知因素多,生产中气体解吸附引起的孔裂隙表面基质收缩 (扩大孔裂隙)、煤岩蠕变 (压缩孔裂隙)、有效应力增大 (压缩孔裂隙)、稀薄气体效应 (气体滑脱增渗) 综合作用下不同产气阶段渗透率演化的主导机制尚不明确。与浅层煤层气通过排水降压实现解吸附不同,深层煤岩在高温条件下吸附气的解吸率、解吸速率和扩散速率高,生产过程中气体解吸附补偿效应使得气井峰值气量提前,且稳产、高产阶段相对较长[57]。过饱和的深部煤层游离气对气井产能的贡献及其影响因素仍需进一步研究,深层煤岩游离气采出过程中吸附气解吸附和接替供给机制认识不清,难以制定合理的排采调控方案。如图 4 所示,浅层煤层气以吸附气为主,属于欠饱和气藏,其高水渗、低气渗的特性使得储层需要通过排水降压才能实现煤层气的解吸−扩散−渗流。深部煤岩游离气的存在提升了气井产能,高气渗、低水渗的特征为深部煤岩气“泄压开采”创造了条件[58]。浅部与深部煤岩的流体赋存特征不同导致了两者生产动态的显著差异。深层煤岩高产、稳产是游离气和吸附气共同贡献的结果。佳南区块深层煤岩先导试验井首年单井平均日产气量超过 4 万 m^3。如何对深层煤岩气井进行全生命周期排采调控,实现吸附气稳定解吸供给和裂缝导

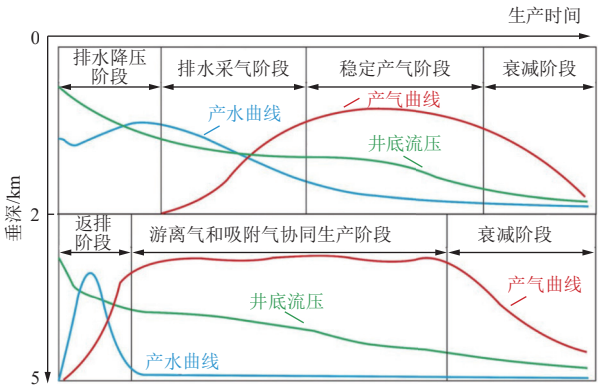


图 4 浅层煤层气和深层煤岩气理想生产曲线
(修改自文献[58])

Fig.4 Ideal production curves for shallow coalbed methane and deep coal rock gas (modified according to reference [58])

流能力及有效缝长长效保持仍然缺乏理论支撑。物理—数据协同驱动产量预测与排采优化是解决上述问题的有效方法之一[59]。

5) 大规模压裂改造成本高, 效益开发面临挑战。深层煤岩在产量取得突破的同时, 大规模压裂改造成本高昂的问题日益凸显, 如何在保证产量的同时降低成本是目前面临的主要问题。深层煤岩源储一体, 具备形成整装气田的条件, 通过高强度大规模改造才能高产, 其压裂施工规模大, 加砂强度达到 4～6 t/m, 是页岩气井的 2～3 倍, 压裂液携砂黏度 30 mPa · s 以上, 是页岩气的 5～10 倍, 压裂成本高, 效益开发难度大, 提效降本工作迫在眉睫。

针对上述技术难题, 笔者团队提出了“点解吸, 线疏通, 面促缝, 体支撑”的基质孔缝—割理裂隙协同改造的煤岩气全域支撑压裂理念。表 2 总结了上述理念、各理念的压裂改造难题及相应对策。

表 2　煤岩气全域支撑压裂核心理念及相关技术

Table 2　Coalbed rock gas full-scale support fracturing core concepts and related technologies

改造理念	地质/工程难题	技术对策
点解吸	微孔填充导致部分吸附态甲烷无法降压解吸附；吸附气和游离气产出过程动态分配机制不明	优化吸附气、游离气产出动态分配，提高游离气动用率；通过孔隙结构和表面性质改造以及竞争吸附置换促解吸
线疏通	割理裂隙难以大面积开启和沟通	控制泵注程序，逐步疏通不同级别的割理通道，辅以适配的压裂液体系，解除吸附孔和水对甲烷束缚，实现充分疏导基质释放储量
面促缝	水力裂缝起裂和延伸模式复杂多样，压裂液滤失大，裂缝形态难以调控；部分裂缝起裂困难，导致段间/段内多簇压裂裂缝均匀扩展难	依据储层分类差异化选段定簇；单簇聚能压裂提升主缝长度、宽度和分支缝波及范围；前置高黏造主缝，后置低黏造复杂缝实现“控近扩远”造“长缝网”；升级现有裂缝扩展模拟技术，为裂缝形态调控提供依据
体支撑	水力裂缝连通多尺度层理、割理裂隙，体积缝网支撑效率低	多级缝宽与支撑剂粒径精准匹配，研发新型压裂材料和适配的泵注程序，实现层理缝平面支撑、割理缝和主缝立体支撑

2　点解吸: 优化吸附气、游离气产出动态分配和基质孔隙结构、表面性质改造促解吸

与中浅层煤储层不同, 深层煤岩具有“吸附气+游离气”的赋存特征和“游离气→游离气+吸附气→吸附气”的生产特征, 多数煤岩气井开井即见气、见气即高产、累计产液量低。明确并优化吸附气和游离气产出过程动态分配机制是实现煤岩气长期高产、稳产的基础[25,60]。深层煤岩吸附气和游离气具备“连续−协同”供气的能力, 表现为由不同生产阶段游离气渗流效率和吸附气解吸补充效率共同决定的多态甲烷“竞争产出”模式[60]。根据深层煤岩气可动性理论, 气体解吸过程可分为敏感解吸、快速解吸、缓慢解吸和低效解吸 4 个阶段, 对应的压力节点分别为敏感压力、转折压力和启动压力, 如图 5 所示[60-61]。在生产中后期, 游离气对产量供给的占比开始下降, 快速解吸和敏感解吸阶段的吸附气供给能力主导产能, 存在初期高压低解吸效率和后期低压降空间高解吸效率的问题[60]。如图 6a 所示, 在 A→B 阶段, 近井端游离气快速产出产量达峰值, 远井端自由气尚未大量运移补给, 游离气占比快速下降, 解吸的吸附气占比快速上升; 在 B→C_2 阶段, 远井端游离气通过割理裂隙运移到水力裂缝改造区, 产量出现下降, 下降程度与远端自由气供给和近井改造区解吸附效率共同决定, 该阶段近井地带解吸的吸附气占比持续上升; 在 C_2→C 阶段, 远端游离气开始大量供给, 近井端吸附气继续解吸, 吸附气和游离气占比趋于稳定; 在 C→D 阶段, 产量衰竭递减, 压降漏斗扩散缓慢[60]。由上述分析可知, 通过全域支撑压裂调控形态和提升支撑效率, 可优化吸附气、游离气产出动态分配, 提高游离气动用率并延长 B→C 阶段, 使改造区长期处于拟稳态流动。

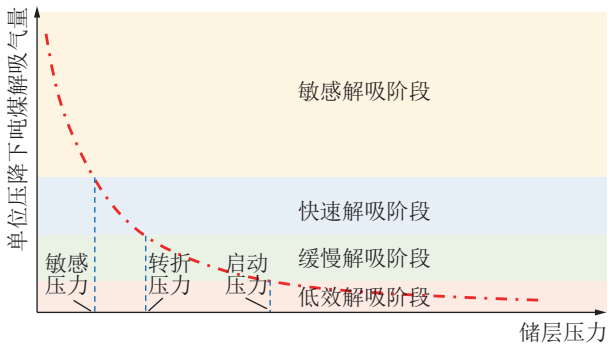


图 5　深层煤岩单位压降下吨煤解吸量与储层压力关系曲线 (修改自文献[60])

Fig.5　Relationship curve between desorption amount per ton of coal under unit pressure drop and reservoir pressure of deep coal rock (modified according to reference [60])

受微孔填充效应影响, 煤岩基质微孔中的吸附态甲烷难以通过降压开采解吸附, 可通过对基质孔隙进行改造和促解吸处理, 实现基质甲烷充分释放。对于中浅层, 部分学者提出了微波加热增渗促解吸的方法[62]。温度升高促进吸附态气体转变为游离态, 还使部分有机物分解扩孔或孔裂隙膨胀, 在热应力

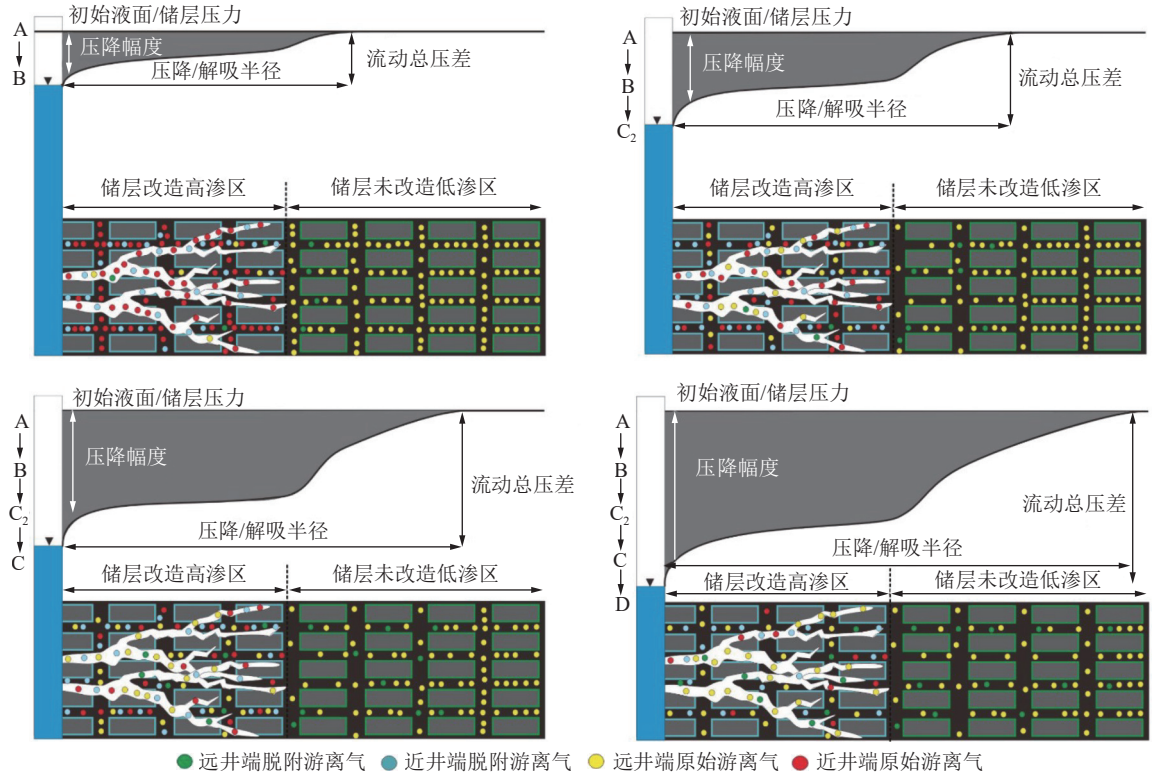


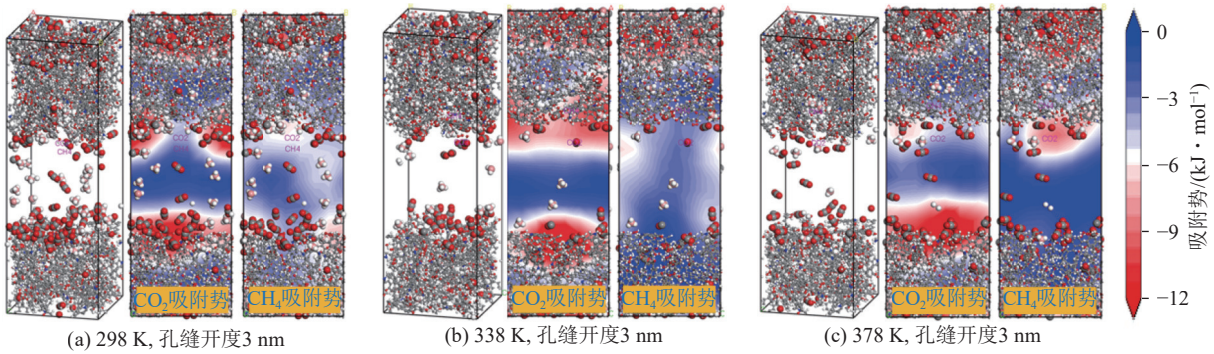
图 6 深层煤岩不同生产阶段流体运移特征 (修改自文献[60])

Fig.6 Fluid migration characteristics of deep coal rock at different production stages (modified according to reference [60])

作用下还会产生新缝。但微波穿透深度小，在含水率高的煤层中效果显著[62]。注热介质适用于含水率低的煤层，包括注热蒸汽 (蒸汽驱替和蒸汽吞吐) 或注热 CO_2[63]。水蒸气加热促解吸，且能与甲烷竞争吸附置换甲烷，但蒸汽液化后降低气相渗透率，且储层吸热造成热量损失较大。注热 CO_2 兼具注热和注 CO_2 的优点，起到升温促解吸、改善渗透率和置换 CH_4 三重作用，但目前该技术仍然处于起步阶段[63]。分子模拟结果表明，当温度从 338 K 上升至 378 K 时，甲烷吸附量减少约 42%，CH_4-CO_2 二元体系竞争吸附分别比单一组分吸附量降低 22.07% 和 64.2%[56]。图 7 展示了温度上升过程中二氧化碳吸附势显著高于甲烷。深层煤岩储层温度相对较高，游离气含量高。对于难以解吸的甲烷，由于其吸附受有机组分影响，通过压裂伴注有机化学抑制剂萃取有机组分和改造孔隙结构可使吸附量锐减并增大中、大孔的比例[64]。此外，深层煤岩呈宏观亲水、微观局部强亲水。研究表明，在 5 MPa 液气压差条件下，压裂液侵入可置换和驱替 70.84% 的游离气，可利用“压驱—渗吸—置换”作用释放产能[38]。

3 线疏通：激活割理裂隙，疏导基质释放储量

深层煤岩具有多尺度裂缝系统，其有效开发需要最大限度沟通储层，激活割理裂隙，切割煤储层，



(a) 298 K, 孔缝开度3 nm (b) 338 K, 孔缝开度3 nm (c) 378 K, 孔缝开度3 nm

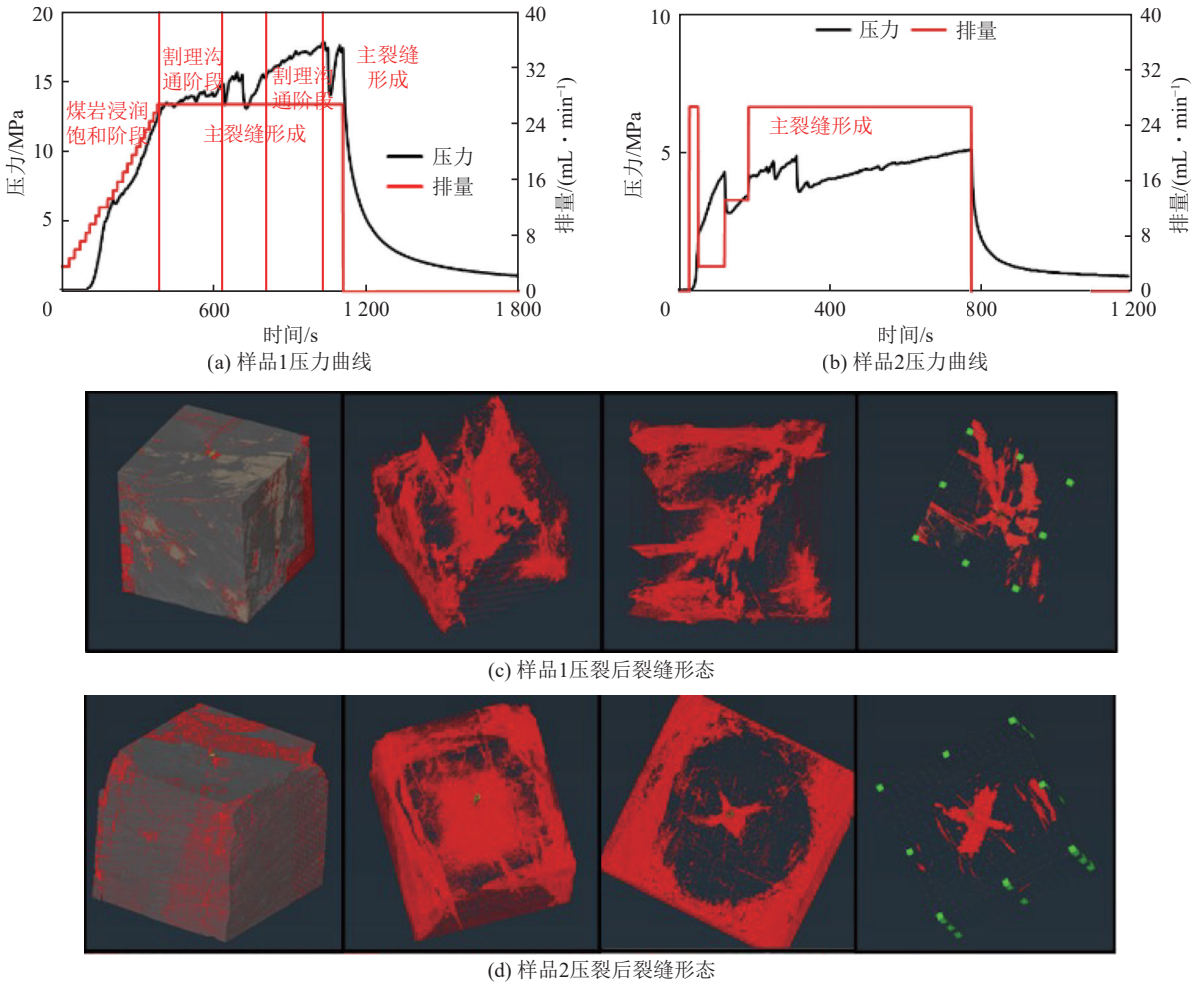
图 7 相同孔缝开度不同温度下甲烷和 CO_2 的吸附势分布 (修改自文献[56])

Fig.7 Distribution of adsorption potential of methane and CO_2 at same pore aperture under different temperatures (modified according to reference [56])

缩短气体产出通道, 在弹性能和高驱动压力作用下, 引导流体高效流动, 才能最大限度控制和动用储量[65]。笔者团队通过压裂物模实验 (10 cm×10 cm×10 cm 立方煤样), 研究了不同提排量方式下的致裂机理及形成的裂缝形态特征。如图 8 所示, 采用活性水压裂液开展两种提排量压裂实验, 样品 1 和样品 2 分别采用慢提排量和快提排量泵注。慢提排量有助于初期补充能量, 充注煤岩, 进一步注液使割理/裂隙持续连通, 超过吸液上限后, 形成主裂缝, 总体为更均匀的裂缝网络。快提排量在短时间内注入流体, 煤岩内部形成优势主裂缝 (形成“X”型损伤区), 持续注液未能沟通割理, 连通性差, 裂缝改造体积小。脉冲压裂通过脉动水压激发振荡, 积累岩体损伤和削弱岩石强度, 激活割理裂隙[66]。现场脉冲强冲击波试验 (未压裂) 结果表明, 随脉冲次数增加, 煤岩割理连通性增加, 储层渗透率增加 17%, 后期压裂施工进一步使煤岩孔裂隙和压裂裂缝形成有效沟通[67]。压裂物模实验研究表明, 脉冲压裂通过“劣化基质强度+提升缝网连通度”双机制促进缝网形成[68]。多轮次压裂改变压力场−应力场可提高侧向波及程度。因此, 激活割理裂隙的核心为通过控制泵注程序, 使注入流体逐步开启疏通不同级别 (开度) 的割理通道, 辅以适配的压裂液体系, 解除吸附孔和水对气体的束缚, 实现充分疏导基质释放储量。

4　面促缝: 均匀扩展，提升复杂，精准控缝

受深层煤岩非均质性、割理裂隙和缝间干扰影响, 部分裂缝起裂困难, 导致段间/段内多簇压裂裂缝均匀扩展难, 限制了缝控体积。割理裂隙与水力裂缝相互作用导致水力裂缝起裂和延伸模式复杂多样且压裂液滤失大, 裂缝形态难以调控。笔者团队开展了深层煤岩真三轴水力压裂实验 (30 cm×30 cm×30 cm 立方煤样), 利用声发射技术与示踪剂进行裂缝重构, 分析了压力波动及声发射时空动态, 明确了压裂液黏度、排量和水平应力差对煤岩割理裂隙张开及裂缝网络形成的影响机制, 实验方案见表 3[69]。如图 9 所示, 低



(a) 样品1压力曲线　　(b) 样品2压力曲线

(c) 样品1压裂后裂缝形态

(d) 样品2压裂后裂缝形态

图 8　压裂物模实验压力曲线和裂缝形态

Fig.8　Fracturing laboratory test pressure curves and fracture morphology

黏压裂液黏滞力较小，能进入较窄天然裂隙，样品 3(40 mPa·s 压裂液，6 MPa 应力差) 无明显裂缝延伸方向，呈现体积破裂形式，在水平方向上持续沟通天然裂隙。高黏压裂液有利于提升净压力，主要形成主缝和穿透天然裂隙。当黏度增加至 60 mPa·s，样品 4 产生一条水平水力裂缝，沿最大主应力方向扩展一定距离后，开启天然裂隙，形成一定复杂程度的裂缝网络。在高黏压裂液条件下 (80 mPa·s)，样品 5 和 6 均呈现单一破裂形式。高应力差下 (6 MPa)，样品 5 仅产生一条贯穿整个试件的主水力裂缝。低水平应力差下 (2 MPa)，样品 6 产生一条基本贯穿试件的水力裂缝，同时沟通了两条天然裂隙。笔者团队进一步研究发现，高低黏组合压裂液泵注可提高缝网复杂度和液体效率 (总裂缝体积与注液体积之比)[70]。如图 10 所示，随黏度增大，裂缝面积比 (开启的裂缝面积与样品截面积之比) 减小。“前置高黏、后置低黏”的组合注入，高黏液体造新缝作用强，并附着在裂缝表面降低滤失，液体效率和裂缝面积比均较高。深层煤岩地层温度高于中浅层储层，有利于高黏压裂液破胶，降低对储层的潜在伤害。通过权衡高黏压裂液造缝效果和潜在伤害，四川盆地龙潭组煤岩采用前置高黏造缝，取得较好生产效果。建议采用前置高黏造主缝，后置低黏造复杂缝的“变黏”方式实现“控近扩远”造“长缝网”，提高煤岩液体效率、增加净压力，造有效体积缝网。深煤岩的强塑性使得裂缝扩展能量易被岩石吸收，传统分段多簇压裂能量分散，主缝的缝长和缝高受限。学者们提出将聚能压裂工艺应用于煤储层，破解非均质塑性煤岩裂缝均匀扩展难和扩展受限的难题[12,71]。其核心为单簇“聚能量、强加砂”，选取优质甜点段，优化射孔簇数和孔眼数，提高缝内净压力。通过一段一簇聚能压裂，将人工裂缝从“多、短、密”转变为“少、长、疏”，提升主缝长度和宽度以及分支缝波及范围，提高单井控制储量。聚能压裂可在初期高净压力下快速突破近井地带，在净压力下降后继续横向激活割理裂隙。图 11 展示了聚能压裂和常规多级分段压裂生产模拟对比，聚能压裂动用体积提高

表 3　水力压裂实验方案

Table 3　Hydraulic fracturing experimental design

样品编号	垂向应力/MPa	最大水平应力/MPa	最小水平应力/MPa	水平应力差/MPa	黏度/(mPa·s)	排量/(mL·min^{-1})
3	15	10	4	6	40	30、50
4	15	10	4	6	60	30、50
5	15	10	4	6	80	30、50
6	12	7	5	2	80	30、50

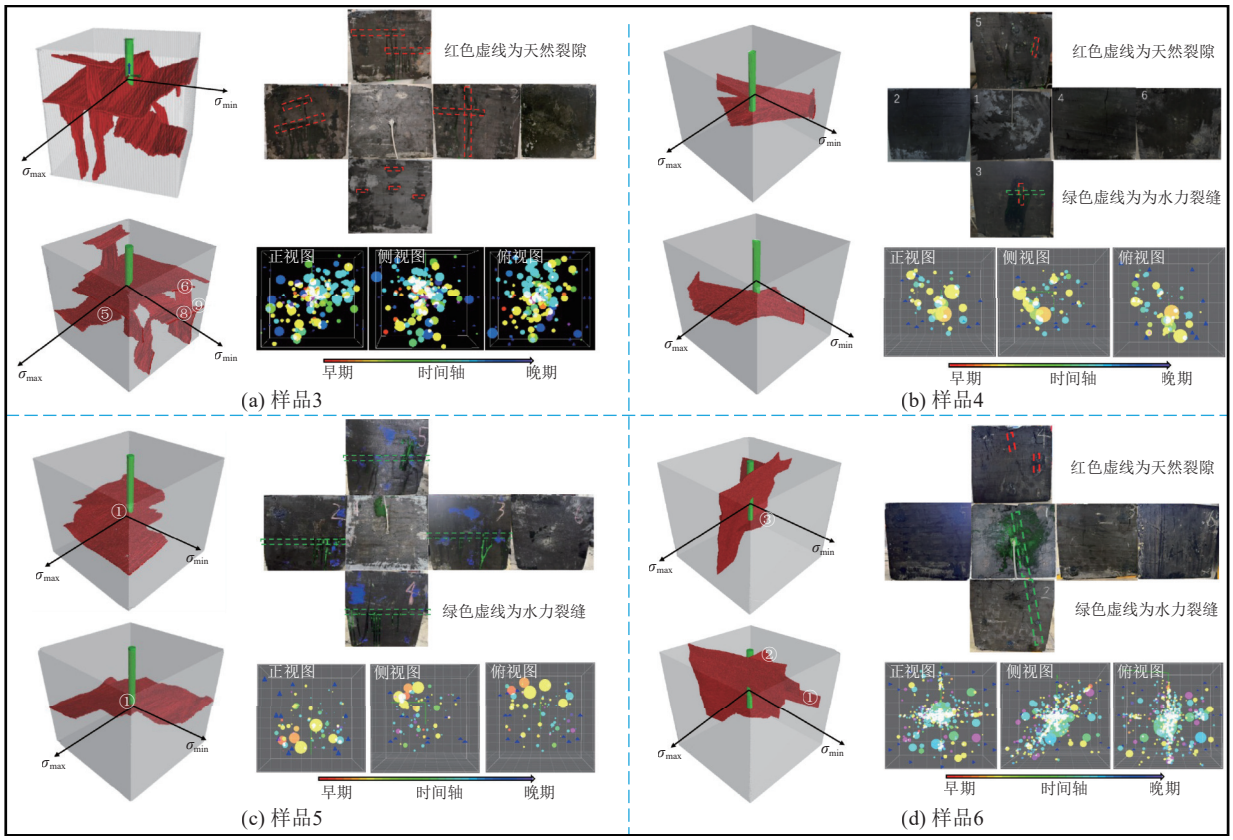


图 9　不同黏度条件下连通裂缝几何形态 (修改自文献[69])

Fig.9　Geometry of connected fractures generated under different fluid viscosity conditions (modified according to reference [69])

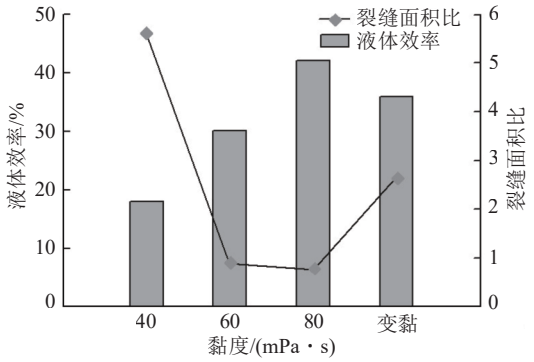
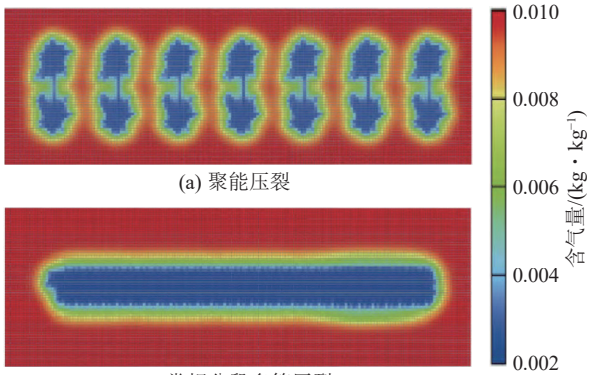


图 10　不同黏度条件下裂缝面积比 (修改自文献[70])

Fig.10　Fracture area ratio and liquid efficiency at different viscosities (modified according to reference [70])



(a) 聚能压裂

(b) 常规分段多簇压裂

图 11　聚能压裂与常规分段多簇压裂储层动用情况对比[12]

Fig.11　Comparison of reservoir utilization scenario between energy-concentrated fracturing and conventional multi-stage and multi-cluster fracturing[12]

12%～18%[12]。对于非均质性强的储层, 可依据储层分类评价结果, 开展差异化选段定簇。

为形成理想的人工裂缝形态, 需要对裂缝扩展实时调控。目前, 深层煤岩水力裂缝扩展轨迹有效控制机制尚不明确。建立适用于深层煤岩的裂缝扩展模型是实现裂缝形态精准调控的前提。裂缝扩展数值模拟主要包括位移不连续法 (DDM)、边界元法 (BEM)、有限元法 (FEM)、扩展有限元法 (XFEM)、离散元法 (DEM) 和有限差分法 (FDM), 这些方法目前仍存在以下问题[46,72-73]: 有限元法在处理割理发育的非连续的煤岩中裂缝扩展更新网格过程中可能会将变量错误地插值到新网格; 扩展有限元法处理动态扩展、多裂缝相互作用以及多场耦合时具有局限性; 边界元法采用边界元表示裂缝, 需预先定义潜在的破裂面, 裂缝的扩展方向和形态受到预设节理单元方位和网格划分影响; 位移不连续法是一种特殊的边界元法; 离散元法虽然无预设路径, 但结果受模拟采用的颗粒大小和排列方式影响, 存在类似的“网格”依赖性; 有限差分法需要大量非结构网络局部加密, 影响计算效率且难以解决多尺度裂缝扩展模拟问题。现有的裂缝扩展模拟方法对煤储层进行了均质、连续、线弹性等过度简化, 模型输入参数存在一定不确定性, 且未能实现地质力学场、注入的复杂流体与煤岩的物理化学反应、混合粒径支撑剂和纤维等柔性材料在复杂裂缝中的运移、裂缝扩展过程中裂缝网络–基质传质等的全耦合, 还需要建立适用于深层煤岩裂缝扩展损伤本构模型并解决三维复杂裂缝扩展模拟的计算精度和计算效率的平衡问题, 为煤岩气全域支撑压裂裂缝形态有效调控提供可靠工具。通过先进的数值模拟工具优化压裂施工设计, 在现场施工过程中结合施工设计和施工净压力与时间双对数曲线形态 (表 4), 判断裂缝扩展模式并实时调整泵注程序, 实现精准控缝。

表 4　煤储层裂缝扩展模式判别标准[51]

Table 4　Coal formation fracture propagation pattern identification criteria[51]

裂缝延伸状态	缝内压力范围	净压力双对数曲线特征
主裂缝延伸	大于最小水平主应力	缓慢下降，趋于稳定
层理缝延伸	大于地层垂向应力	趋于稳定
滤失严重	大于割理、裂隙破坏临界压力	快速降低
割理缝延伸	大于割理、裂隙破坏临界压力	上升
裂缝延伸受阻	—	快速上升，斜率1～2
近井筒效应(起裂初期)	—	早期高，逐渐降低

对于深层煤岩储层, 理想的水力裂缝形态能够提高缝控储层体积, 但复杂的裂缝网络增加了支撑剂运移阻力, 支撑剂颗粒难以转向进入分支裂缝。由于深层煤岩游离气含量相对较高, 裂缝网络的长效高导流能力是实现气井高产、稳产的关键。

5　体支撑: 多级缝宽与支撑剂粒径精准匹配、层理缝平面支撑、割理缝和主缝立体支撑

针对深层煤岩缝网整体导流能力要求高, 笔者团队提出了“多级缝宽与支撑剂粒径精准匹配、层理缝平面支撑、割理缝和主缝立体支撑”的缝网全域支撑理念 (图 12), 其内涵包括: 研发新型支撑剂, 使支撑剂粒径与多级割理裂隙开度精准匹配; 根据不同深层煤岩储层适用的工艺参数, 明确与之匹配的粒径配比和压裂液黏度, 使大粒径支撑剂充填主裂缝, 小粒径支撑剂能够转向进入微细割理、层理, 实现压裂缝网全域支撑。图 13 展示了模拟得到的不同雷诺数和次级裂缝缝宽条件下能够入缝的最大粒径图版。若存在

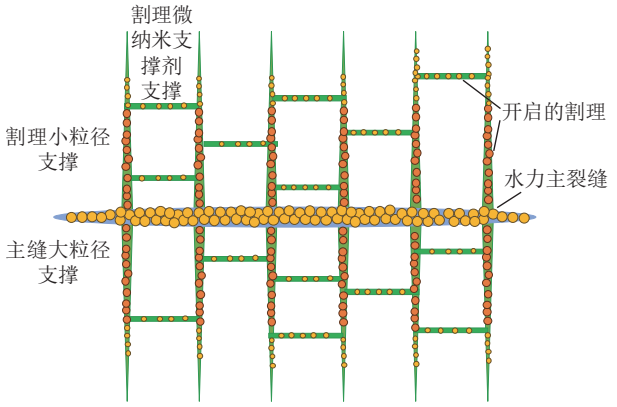


图 12 煤储层裂缝网络全域支撑示意

Fig.12 Schematic of full-scale support for coal reservoir fracture networks

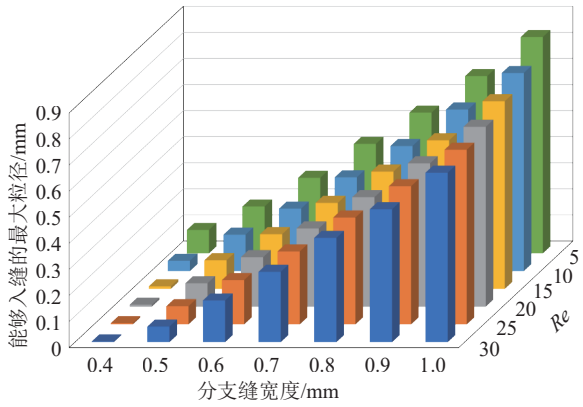


图 13 粒径−缝宽参数匹配图版

Fig.13 Particle size-joint width parameter matching chart

煤粉,其粒径可以用等效粒径简化考虑。由于深层煤岩塑性强,易发生蠕变和支撑剂嵌入。在粒径选择过程中,除开展支撑剂在煤岩复杂缝网运移的实验和模拟研究,还应开展相应的主缝、割理和层理缝长效导流能力演化规律实验研究,实现割理、层理缝在低铺砂浓度条件下的导流能力保持。主裂缝的支撑剂粒径相对较大,通过在合适时机加入纤维辅助携砂。深化纤维结构化携砂机理研究,提高压裂液结构强度,改变支撑剂的铺置方式,由传统的颗粒堆积铺置转变为支撑剂嵌入网状结构材料形成“微团簇”,降低支撑剂沉降作用并提高支撑裂缝纵向和横向铺置效率,提高砂堆的结构强度防止支撑剂回流。笔者团队研制了适用于深层煤岩的 PIV/PTV-多级裂缝支撑剂输送全域可视实验系统和测试方法,定量研究支撑剂在主裂缝和与之连通的割理裂隙、水平层理缝中的运移(图 14),提出了中高黏压裂液配合纤维和组合粒径支撑剂实现全域非连续支撑的支撑剂铺置效果提升方向[74]。进一步研发了适用于煤岩的支撑剂−纤维团簇支撑技术,通过将结构稳定剂、纤维、降阻剂和支撑剂组合,形成稳定的纤维−支撑剂团簇,与常规砂堆相比增大了与压裂液接触面积并降低密度,更易进入裂缝深部,大幅提高支撑高度并降低支撑剂返排率 (图 15)[75]。对于微裂隙,仅通过小粒径支撑剂支撑。针对深层煤岩气压裂对裂缝网络体积和导流能力的更高要求,需要在有限砂液量下开展裂缝体积与流动能力双目标优化。此外,需要升级适用于不同深层煤岩的支撑剂高效铺置技术,优选纤维类型、纤维及结构稳定剂加量以及各类型支撑剂末端纤维加注比例,实现“主缝+层理缝+割理缝”长效连通和防支撑剂返排。在压裂液体系方面,笔者团队研发了 3 类低成本高效压裂液体系:① 适用于深层煤岩的高降阻、强携砂、可变黏水溶性低伤害低聚物醇基压裂液;② 兼具自清洁扩孔、促解吸附、可控延迟破胶等特征的自清洁活性压裂液体系;③ 解决返排液重复回收利用问题的高耐盐结构化携砂压裂液。

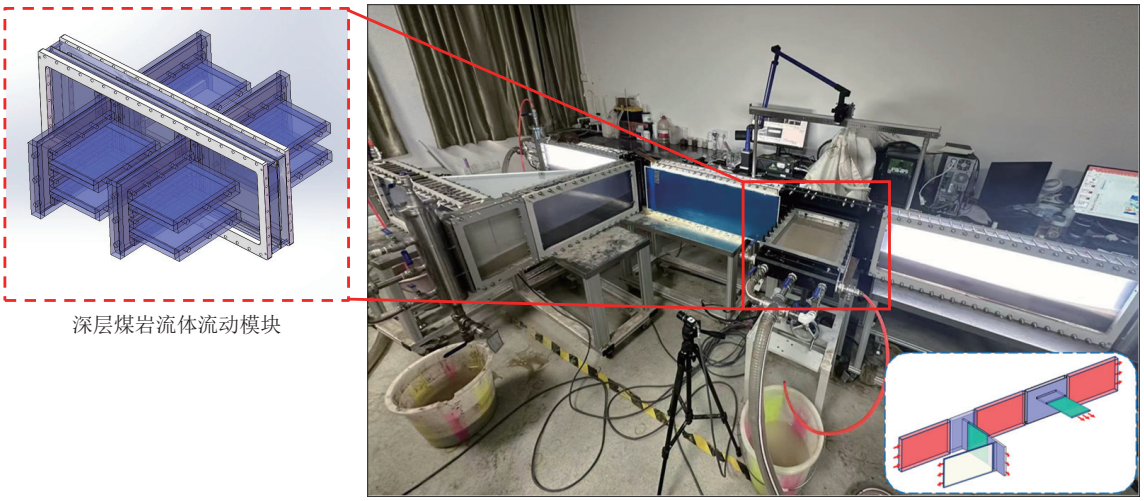


图 14 PIV/PTV-多级裂缝支撑剂输送实验系统 (修改自文献[74])

Fig.14 PIV/PTV - Multi-size fracture proppant transport experimental system(modified according to reference [74])

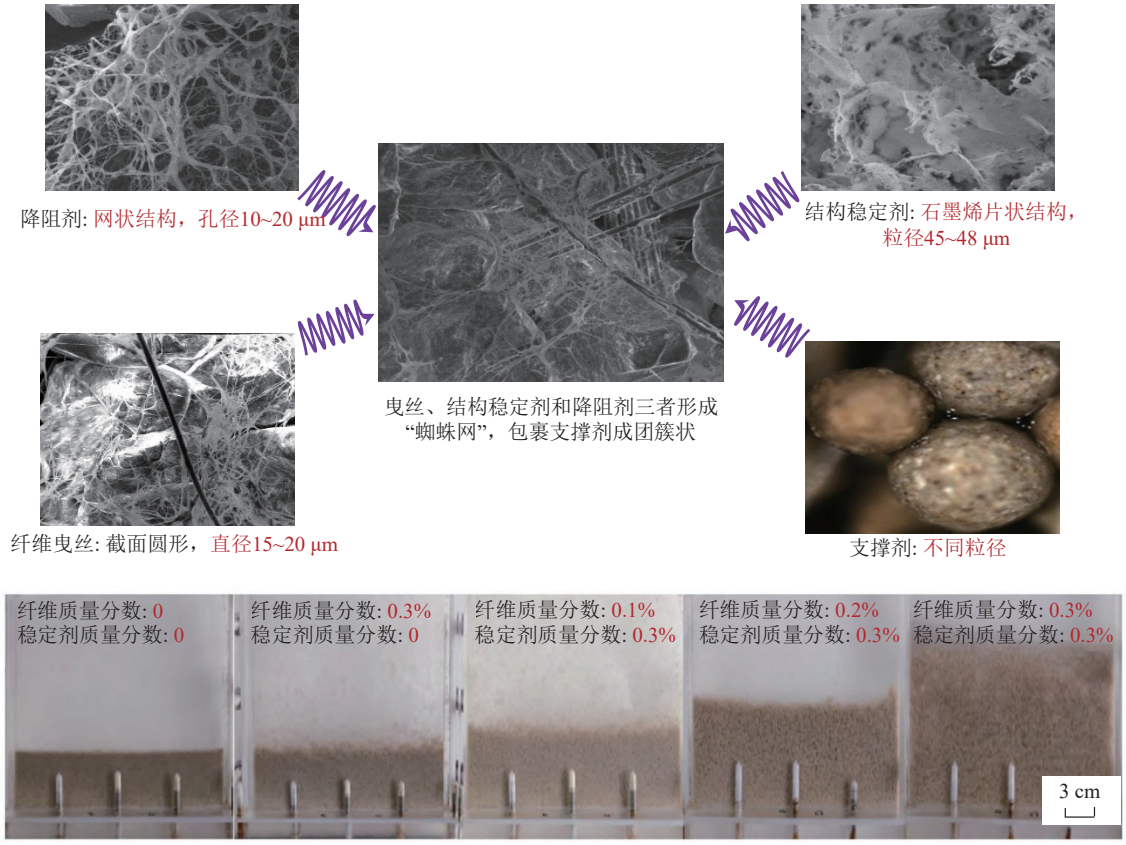


图 15　结构稳定剂、纤维曳丝、降阻剂与支撑剂相互作用示意及不同比例配方 1 h 后支撑剂沉降情况 (修改自文献[75])

Fig.15　Schematic of interactions between structure stabilizers, fiber agents, friction reducers, and proppants, and proppant settlement after 1 hour for different formulations (modified according to reference [75])

6　结　　论

1) 深层煤岩发育微孔和割理裂隙, 压裂改造技术需兼顾开启割理、层理缝和造长缝, 形成“长缝网”, 同时降低压裂液伤害并减弱微孔填充效应, 充分释放甲烷。进一步基于深层煤岩的“游离气+吸附气”赋存特征和“游离气→游离气+吸附气→吸附气”的生产特征, 研究裂缝参数和生产动态的关系, 明确能够满足吸附气和游离气“连续–协同”供气的裂缝形态和导流能力, 为裂缝调控和泵注程序优化提供理论依据。

2) 深层煤岩割理裂隙激活的核心是通过控制泵注程序逐步疏通不同级别 (开度) 割理通道, 辅以适配的压裂液体系、支撑剂材料和粒径组合, 解除吸附孔和水对气体的束缚, 实现充分疏导基质并释放储量。为实现裂缝均匀且充分延伸, 采用前置高黏液体造主缝, 同时降低滤失, 后置低黏造复杂缝的“变黏”方式实现“控近扩远”造“长缝网”。基于适用于深层煤岩裂缝扩展的损伤本构关系, 建立地质力学、复杂流体和混合粒径支撑剂运移、裂缝网络–基质传质等全耦合的三维复杂裂缝扩展模型, 为全域支撑压裂裂缝形态有效调控提供支撑。

3) 基于适用于深层煤岩的多级裂缝支撑剂输送全域可视实验系统和测试方法, 定量研究不同煤岩“大规模流体高速注入、多种支撑剂粒径混合、高强度加砂”条件下支撑剂转向进入割理、层理缝的机理, 定型不同类型深层煤岩储层的泵注参数模板, 实现多级缝宽与支撑剂粒径精准匹配、层理缝平面支撑、割理缝和主缝立体支撑。开展配套的多级裂缝、不同铺砂模式下的长效导流能力测试, 优化支撑剂粒径和纤维材料组合。

4) 基于“点解吸, 线疏通, 面促缝, 体支撑”的基质孔缝—割理裂隙协同改造理念的全域支撑压裂适合于储层含气性高且基质、割理裂隙供气能力与常规压裂形成的人工裂缝的导流能力不匹配的深层煤岩储层, 例如复杂割理裂隙限制水力裂缝扩展造成近井地带过度改造、支撑剂转向进入分支裂缝困难以及塑性强、自支撑裂缝难以保持长效导流能力的深层煤岩储层。为进一步推进降本增效, 需迭代和优化深层煤岩全域支撑压裂技术体系, 攻关在有限砂液量下的裂缝体积与流动能力双目标优化, 探索减水、高砂比、低成本压裂液和清洁促解吸剂, 研发适用于不同类型深层煤岩的裂缝扩展模型和裂缝形态调控技术。

参考文献(References):

[1] 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.

[2] 徐凤银, 杨赟. “双碳”目标下中国煤层气产业高质量发展途径[J]. 石油知识, 2022(2): 24−26.
XU Fengyin, YANG Yun. High-quality development pathways for China’s coalbed methane industry under the “dual carbon” goals[J]. Petroleum Knowledge, 2022(2): 24−26.

[3] 罗平亚, 刘理明, 黄建, 等. 中国煤层气完井技术现状及研究展望[J]. 钻采工艺, 2025, 48(3): 1−14.
LUO Pingya, LIU Liming, HUANG Jian, et al. Current status and research prospects of coalbed methane well completion technologies in China[J]. Drilling & Production Technology, 2025, 48(3): 1−14.

[4] 闫霞, 徐凤银, 熊先钺, 等. 深部煤层气勘探开发关键实验技术及发展方向[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(1): 128−141.
YAN Xia, XU Fengyin, XIONG Xianyue, et al. Key experimental technologies and their development directions for the exploration and production of deep coalbed methane[J]. Coal Geology & Exploration, 2025, 53(1): 128−141.

[5] 李国欣, 张斌, 张君峰, 等. 中国深层煤岩气勘探开发重大基础科学问题与研究方向[J]. 石油学报, 2025, 46(6): 1025−1036.
LI Guoxin, ZHANG Bin, ZHANG Junfeng, et al. Major basic scientific issues and research directions for exploration and development of deep coal-rock gas in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(6): 1025−1036.

[6] 郑超, 陈跃, 雷武林, 等. 构造控制煤层气开发的研究进展[J]. 矿业安全与环保, 2025, 52(3): 123−129.
ZHENG Chao, CHEN Yue, LEI Wulin, et al. Research progress of tectonic control on coalbed methane development[J]. Mining Safety & Environmental Protection, 2025, 52(3): 123−129.

[7] 江同文, 熊先钺, 金亦秋. 深部煤层气地质特征与开发对策[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1918−1930.
JIANG Tongwen, XIONG Xianyue, JIN Yiqiu. Geological characteristics and development countermeasures of deep coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1918−1930.

[8] 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.

[9] 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.

[10] 刘川庆, 魏晓琛, 白坤森, 等. 大宁—吉县区块深部煤层多轮次压裂改造特征及关键技术[J]. 煤炭学报, 2025, 50(9): 4416−4431.
LIU Chuanqing, WEI Xiaochen, BAI Kunsen, et al. Characteristics and key technologies of multi-round fracturing transformation of deep coal in Daning-Jixian Block[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(9): 4416−4431.

[11] 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.

[12] 朱庆忠, 熊伟, 翁定为, 等. 聚能压裂开发技术理论及实践[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(3): 665−676.
ZHU Qingzhong, XIONG Wei, WENG Dingwei, et al. Theory and practice of energy-focused fracturing development technology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(3): 665−676.

[13] 马振海, 黄文辉, 赵志根. 我国煤沉积学研究进展[J]. 煤炭技术, 2012(1): 5−7.
MA Zhenhai, HUANG Wenhui, ZHAO Zhigen. Research progress on coal-bearing sedimentology in China[J]. Coal Technology, 2012(1): 5−7.

[14] 许浩, 汤达祯, 陶树, 等. 深、浅部煤层气地质条件差异性及其形成机制[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 33−39.
XU Hao, TANG Dazhen, TAO Shu, et al. Differences in geological conditions of deep and shallow coalbed methane and their formation mechanisms[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 33−39.

[15] 刘大锰, 李俊乾. 我国煤层气分布赋存主控地质因素与富集模式[J]. 煤炭科学技术, 2014, 42(6): 19−24.
LIU Dameng, LI Junqian. Main geological controls on distribution and occurence and enrichment patterns of coalbed methane in China[J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(6): 19−24.

[16] 唐书恒, 郗兆栋, 张松航, 等. 深部煤层气赋存相态与含气性演化[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(3): 91−100.
TANG Shuheng, XI Zhaodong, ZHANG Songhang, et al. Occurrence phase and gas-bearing evolution of deep coalbed methane[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 91−100.

[17] REN W X. Modeling hysteretic adsorption and desorption of methane on shale[J]. Energy & Fuels, 2025, 39(34): 16214−16222.

[18] LI S, QIN Y, TANG D Z, et al. A comprehensive review of deep coalbed methane and recent developments in China[J]. International Journal of Coal Geology, 2023, 279: 104369.

[19] 高为, 韩忠勤, 吕放, 等. 六盘水地区煤层含气性地质特征及差异成因[J]. 煤炭科学技术, 2022, 50(11): 122−130.
GAO Wei, HAN Zhongqin, LYU Fang, et al. Difference characteristics and main controlling factors in gas-bearing of coal seams in Liupanshui Area[J]. Coal Science and Technology, 2022, 50(11): 122−130.

[20] LI S, TANG D Z, PAN Z J, et al. Geological conditions of deep coalbed methane in the eastern margin of the Ordos Basin, China: Implications for coalbed methane development[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 53: 394−402.

[21] 邢丽茹, 张洲, 任峻杉, 等. 准噶尔盆地深部与浅部煤层气储层物性特征对比分析[J]. 中国煤炭, 2024, 50(9): 9−17.
XING Liru, ZHANG Zhou, REN Junshan, et al. Comparative analysis of physical properties of deep and shallow CBM reservoirs in Junggar Basin[J]. China Coal, 2024, 50(9): 9−17.

[22] 周立宏, 闫霞, 熊先钺, 等. 深部煤层气超临界状态下赋存特征及分配规律[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(3): 73−90.
ZHOU Lihong, YAN Xia, XIONG Xianyue, et al. Characteristics of occurrence and distribution rule of deep coalbed methane in supercritical state[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 73−90.

[23] 赵丽娟, 秦勇, 林玉成. 煤层含气量与埋深关系异常及其地质控制因素[J]. 煤炭学报, 2010, 35(7): 1165−1169.
ZHAO Lijuan, QIN Yong, LIN Yucheng. Abnormal relation and its geological controls of coalbed methane content to buried depth of coal seams[J]. Journal of China Coal Society, 2010, 35(7): 1165−1169.

[24] 杨延辉, 王玉婷, 陈龙伟, 等. 沁南西—马必东区块煤层气高效建产区优选技术[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1620−1626.
YANG Yanhui, WANG Yuting, CHEN Longwei, et al. Optimization technology of efficient CBM productivity areas in Qinnanxi-Mabidong Block, Qinshui Basin, Shanxi, China[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1620−1626.

[25] 李明宅, 曹毅民, 丁蓉, 等. 大宁—吉县区块深层煤岩气赋存产气特征与储量估算方法指标探讨[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(4): 142−155.
LI Mingzhai, CAO Yimin, DING Rong, et al. Gas occurrence and production characteristics of deep coal measure gas and reserve estimation method and indicators in Daning-Jixian block[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(4): 142−155.

[26] 程远平, 胡彪. 微孔填充: 煤中甲烷的主要赋存形式[J]. 煤炭学报, 2021, 46(9): 2933−2948.
CHENG Yuanping, HU Biao. Main occurrence form of methane in coal: Micropore filling[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(9): 2933−2948.

[27] 桑树勋, 刘世奇, 王文峰, 等. 深部煤层 CO_2 地质存储与煤层气强化开发有效性理论及评价[M]. 北京: 科学出版社, 2020.

[28] KANEKO K. Determination of pore size and pore size distribution 1. Adsorbents and catalysts[J]. Journal of Membrane Science, 1994, 96(1-2): 59−89.

[29] 洪林, 高大猛, 王继仁, 等. 低温低压下煤微孔吸附特性研究[J]. 中国安全科学学报, 2018, 28(12): 77−82.
HONG Lin, GAO Dameng, WANG Jiren, et al. Adsorption characteristics of micropores in coal at low temperature and pressure[J]. China Safety Science Journal, 2018, 28(12): 77−82.

[30] 胡秋嘉, 刘世奇, 闫玲, 等. 樊庄—郑庄区块无烟煤储层气水赋存−运移−产出路径的研究[J]. 煤矿安全, 2020, 51(10): 218−222.
HU Qiujia, LIU Shiqi, YAN Ling, et al. Occurrence, migration and output path of gas and water in anthracite coal in fanzhuang and Zhengzhuang blocks[J]. Safety in Coal Mines, 2020, 51(10): 218−222.

[31] DUBININ M M, ASTAKHOV V A. Development of the concepts of volume filling of micropores in the adsorption of gases and vapors by microporous adsorbents[J]. Bulletin of the Academy of Sciences of the USSR, Division of Chemical Science, 1971, 20(1): 3−7.

[32] 程远平, 胡彪. 基于煤中甲烷赋存和运移特性的新孔隙分类方法[J]. 煤炭学报, 2023, 48(1): 212−225.
CHENG Yuanping, HU Biao. A new pore classification method based on the methane occurrence and migration characteristics in coal[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(1): 212−225.

[33] 李勇, 徐立富, 刘宇, 等. 深部煤层气水赋存机制、环境及动态演化[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 40−51.
LI Yong, XU Lifu, LIU Yu, et al. Occurrence mechanism, environment and dynamic evolution of gas and water in deep coal seams[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 40−51.

[34] 徐凤银, 肖芝华, 陈东, 等. 我国煤层气开发技术现状与发展方向[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(10): 205−215.
XU Fengyin, XIAO Zhihua, CHEN Dong, et al. Current status and development direction of coalbed methane exploration technology in China[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(10): 205−215.

[35] 游利军, 钱锐, 康毅力, 等. 鄂尔多斯盆地深层煤岩气藏高矿化度地层水成因及盐敏性[J]. 天然气地球科学, 2025, 36(9): 1741−1752.
YOU Lijun, QIAN Rui, KANG Yili, et al. Genesis of high-salinity formation water and salinity sensitivity of deep coal-rock gas reservoirs in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36(9): 1741−1752.

[36] ZENG Q S, WANG Z M, MCPHERSON B J, et al. Modeling competitive adsorption between methane and water on coals[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(10): 10775−10786.

[37] 郑超, 马东民, 陈跃, 等. 水分对煤层气吸附/解吸微观作用研究进展[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(2): 256−268.
ZHENG Chao, MA Dongmin, CHEN Yue, et al. Research progress micro effect of water on coalbed methane adsorption/desorption[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(2): 256−268.

[38] 周立宏, 闫霞, 刘洪涛, 等. 深部煤层 (岩) 气渗吸置换开发机理及其实践意义[J]. 煤炭学报, 2025, 50(7): 3534−3551.
ZHOU Lihong, YAN Xia, LIU Hongtao, et al. Development mechanism and practical significance of deep coalbed methane(coal rock gas)infiltration and displacement[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(7): 3534−3551.

[39] ZENG J, LIU J S, LI W, et al. A process-based coal swelling model: Bridging the gaps between localized swelling and bulk swelling[J]. Fuel, 2021, 293: 120360.

[40] ZENG J, GUO J C, LIU J S, et al. Anisotropic permeability model for coal considering stress sensitivity, matrix anisotropic internal swelling/shrinkage, and gas rarefaction effects[J]. Energy & Fuels, 2023, 37(4): 2811−2832.

[41] ZHAO Y Y, ZHAO Y X, LIU J S, et al. Coal permeability behaviors and non-uniform deformations under various boundary conditions: Part 1–Experimental observations[J]. Fuel, 2023, 341: 127649.

[42] 朱庆忠, 张小东, 杨延辉, 等. 影响沁南—中南煤层气井解吸压力的地质因素及其作用机制[J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2018, 42(2): 41−49.
ZHU Qingzhong, ZHANG Xiaodong, YANG Yanhui, et al. Geological factors affecting desorption pressure of CBM wells in the southern and central-southern Qinshui Basin and their influencing

mechanism[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2018, 42(2): 41−49.

[43] 陈世达, 汤达祯, 陶树, 等. 煤层气储层地应力场宏观分布规律统计分析[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(6): 57−63.
CHEN Shida, TANG Dazhen, TAO Shu, et al. Statistic analysis on macro distribution law of geostress field in coalbed methane reservoir[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 57−63.

[44] 刘厅. 深部裂隙煤体瓦斯抽采过程中的多场耦合机制及其工程响应[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2019.
LIU Ting. Multifield coupling processes during gas drainage in deep fractured coal seam and its engineering response[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2019.

[45] JU W, SHEN J, QIN Y, et al. In-situ stress distribution and coalbed methane reservoir permeability in the Linxing area, eastern Ordos Basin, China[J]. Frontiers of Earth Science, 2018, 12(3): 545−554.

[46] 李倩, 李童, 蔡益栋, 等. 煤层气储层水力裂缝扩展特征与控因研究进展[J]. 煤炭学报, 2023, 48(12): 4443−4460.
LI Qian, LI Tong, CAI Yidong, et al. Research progress on hydraulic fracture characteristics and controlling factors of coalbed methane reservoirs[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(12): 4443−4460.

[47] 肖宇航, 朱庆忠, 赵群, 等. 基于“疏导式”改造理念的煤层气水平井压裂技术适应性研究[J]. 煤炭科学技术, 2025(5): 243−254.
XIAO Yuhang, ZHU Qingzhong, ZHAO Qun, et al. Research on adaptability of fracturing technologies for CBM horizontal wells based on the viewpoint of“unblocking and channeling”[J]. Coal Science and Technology, 2025(5): 243−254.

[48] 李勇, 徐凤银, 唐书恒, 等. 鄂尔多斯盆地煤层 (岩) 气勘探开发进展及发展方向[J]. 天然气工业, 2024, 44(10): 63−79.
LI Yong, XU Fengyin, TANG Shuheng, et al. Progress and development direction of coalbed methane(coal-rock gas)exploration and development in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(10): 63−79.

[49] 陈昊, 李国璋, 秦勇, 等. 深部煤系气合采压裂裂缝扩展规律及其主控因素[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(12): 84−94.
CHEN Hao, LI Guozhang, QIN Yong, et al. Commingling production of deep coal-measure gas through hydraulic fracturing: Propagation patterns of induced fractures and their determinants[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(12): 84−94.

[50] WANG Y J, LIU D M, CAI Y D, et al. Constraining coalbed methane reservoir petrophysical and mechanical properties through a new coal structure index in the southern Qinshui Basin, northern China: Implications for hydraulic fracturing[J]. AAPG Bulletin, 2020, 104(8): 1817−1842.

[51] 郭建春, 曾杰, 赵志红, 等. 深层煤岩压裂改造效果评估方法研究进展[J]. 钻采工艺, 2025, 48(3): 36−47.
GUO Jianchun, ZENG Jie, ZHAO Zhihong, et al. Research progress on the fracturing effect evaluation methods for deep coal formations[J]. Drilling & Production Technology, 2025, 48(3): 36−47.

[52] 郭建春, 周航宇, 唐堂, 等. 非常规储层压裂支撑剂输送实验及数值模拟研究进展[J]. 钻采工艺, 2022, 45(3): 48−54.
GUO Jianchun, ZHOU Hangyu, TANG Tang, et al. Advances of experiment and numerical simulation researches on proppant transport for unconventional reservoir fracturing[J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45(3): 48−54.

[53] 何姜毅, 郑超, 张巨峰, 等. 不同类型压裂返排液对煤层气储层的伤害实验研究[J]. 煤矿安全, 2021, 52(5): 20−24, 30.
HE Jiangyi, ZHENG Chao, ZHANG Jufeng, et al. Experimental study on damage of different types of fracturing flow-back fluid to coalbed methane reservoir[J]. Safety in Coal Mines, 2021, 52(5): 20−24,30.

[54] 李德旗, 陈钊, 邹清腾, 等. 四川盆地渝西大安区块龙潭组深层煤岩气压裂技术探索[J]. 天然气工业, 2024, 44(10): 150−158.
LI Deqi, CHEN Zhao, ZOU Qingteng, et al. Fracturing technologies for Longtan Formation deep coal-rock gas in Da'an Block of western Chongqing, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(10): 150−158.

[55] 游利军, 钱锐, 康毅力, 等. 深层煤岩压裂液稠化剂吸附损害机理与控制对策[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 185−193.
YOU Lijun, QIAN Rui, KANG Yili, et al. Adsorption damage mechanism and control of fracturing fluid thickener in deep coal rock[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(1): 185−193.

[56] 郭建春, 张涛, 赵志红, 等. 沁水盆地南部高阶煤微孔填充效应及其扩孔—升温—CO_2 置换解除机制[J]. 天然气工业, 2025, 45(7): 12−23.
GUO Jianchun, ZHANG Tao, ZHAO Zhihong, et al. Micropore filling effect of high-rank coal in the southern Qinshui Basin and its pore expansion-temperature increase-CO_2 displacement release mechanism[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(7): 12−23.

[57] 杨兆彪, 卢本举, 周国晓, 等. 深部煤层气地质特殊性与释放产出规律[J]. 石油学报, 2025, 46(8): 1464−1476.
YANG Zhaobiao, LU Benju, ZHOU Guoxiao, et al. Geological particularities and desorption production patterns of deep coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(8): 1464−1476.

[58] LI H Q, ZHOU G X, CHEN S D, et al. In situ gas content and extraction potential of ultra-deep coalbed methane in the Sichuan Basin, China[J]. Natural Resources Research, 2025, 34(1): 563−579.

[59] 任文希, 段又菁, 郭建春, 等. 物理—数据协同驱动的页岩气井产量预测方法[J]. 天然气工业, 2024, 44(9): 127−139.
REN Wenxi, DUAN Youjing, GUO Jianchun, et al. Physics-informed data-driven shale gas well production prediction method[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(9): 127−139.

[60] 陈世达, 张泰源, 汤达祯, 等. 深部富游离气煤储层动态供气机理与理论生产模式[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(4): 58−73.
CHEN Shida, ZHANG Taiyuan, TANG Dazhen, et al. Dynamic gas supply mechanism and theoretical production modes of free gas-rich deep coal reservoirs[J]. Coal Geology & Exploration, 2025, 53(4): 58−73.

[61] 张政, 秦勇, GuoXiong WANG, 等. 基于等温吸附实验的煤层气解吸阶段数值描述[J]. 中国科学 (地球科学), 2013, 43(8): 1352−1358.
ZHANG Zheng, QIN Yong, GUOXIONG WANG, et al. Numerical description of coalbed gas desorption stage based on isothermal adsorption experiment[J]. Scientia Sinica (Terrae), 2013, 43(8): 1352−1358.

[62] HUANG J X, XU G, LIANG Y P, et al. Improving coal permeability using microwave heating technology: A review[J]. Fuel, 2020, 266: 117022.

[63] 杨兆中, 袁健峰, 朱静怡, 等. 煤层气注热增产研究进展[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(4): 617−625, 632.
YANG Zhaozhong, YUAN Jianfeng, ZHU Jingyi, et al. Thermal injection stimulation to enhance coalbed methane recovery[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(4): 617−625,632.

[64] 王亮, 郑思文, 付沈光. 萃取改造对煤体多尺度孔隙结构与甲烷吸附动力学的影响机制[J]. 煤炭学报, 2025, 50(8): 3933−3952.
WANG Liang, ZHENG Siwen, FU Shenguang. Mechanism of extraction modification on multiscale pore structure and methane adsorption kinetics in coal[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(8): 3933−3952.

[65] 杨延辉, 王玉婷, 刘忠, 等. 沁水盆地南部高煤阶煤层气高效开发对策与实践[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(4): 17−30.
YANG Yanhui, WANG Yuting, LIU Zhong, et al. Strategy and practice of high-efficiency development of high-rank coalbed methane in the southern Qinshui Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(4): 17−30.

[66] XU J Z, ZHAI C, QIN L. Mechanism and application of pulse hydraulic fracturing in improving drainage of coalbed methane[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 40: 79−90.

[67] 郭智栋, 曾雯婷, 方惠军, 等. 重复脉冲强冲击波技术在煤储层改造中的初步应用[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(3): 397−402.
GUO Zhidong, ZENG Wenting, FANG Huijun, et al. Initial application of intense repeated pulse wave for stimulating CBM reservoirs[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(3): 397−402.

[68] 杨睿月, 陆美全, 李敖, 等. 深层煤岩脉冲水力压裂裂缝扩展与疲劳损伤机理[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(4): 948−958.
YANG Ruiyue, LU Meiquan, LI Ao, et al. Fracture propagation and fatigue damage mechanisms in pulse hydraulic fracturing of deep coal[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(4): 948−958.

[69] ZHAO Z H, WU T Y, GUO J C, et al. Study on the spatial and temporal evolution law of large-size fracture propagation in deep coalbed based on acoustic emission technology[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2025, 58(3): 3799−3814.

[70] 赵志红, 邓银鑫, 郭建春, 等. 不同注入模式下深煤岩真三轴裂缝演化规律及现场应用[J]. 岩石力学与工程学报, 2025, 44(10): 2668−2678.
ZHAO Zhihong, DENG Yinxin, GUO Jianchun, et al. Evolution law and field application of true triaxial fracture of deep coal rock under different injection modes[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2025, 44(10): 2668−2678.

[71] 丛日超, 王海柱, 李根生, 等. 超临界 CO_2 聚能压裂开发煤层气可行性研究[J]. 煤炭学报, 2023, 48(8): 3162−3171.
CONG Richao, WANG Haizhu, LI Gensheng, et al. Feasibility on exploitation of coalbed methane by SC-CO_2 shock fracturing[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(8): 3162−3171.

[72] 李小刚, 唐政, 朱静怡, 等. 深层煤岩气压裂研究进展与展望[J]. 天然气工业, 2024, 44(10): 126−139.
LI Xiaogang, TANG Zheng, ZHU Jingyi, et al. Research progress and prospect of deep coalrock fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(10): 126−139.

[73] 夏阳, 邓英豪, 金衍. 裂缝性储层流体流动数值模拟研究进展[J]. 中国科学基金, 2021, 35(6): 964−972.
XIA Yang, DENG Yinghao, JIN Yan. Advances in numerical simulation of fluid flow in fractured reservoirs[J]. Bulletin of National Natural Science Foundation of China, 2021, 35(6): 964−972.

[74] 郭建春, 唐堂, 张涛, 等. 深层页岩压裂多级裂缝内支撑剂运移与分布规律[J]. 天然气工业, 2024, 44(7): 1−11.
GUO Jianchun, TANG Tang, ZHANG Tao, et al. Migration and distribution laws of proppant in multi-scale fractures during deep shale fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(7): 1−11.

[75] 郭建春, 任山, 张绍彬, 等. 基于结构稳定剂的支撑剂高效铺置技术[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(3): 616−623.
GUO Jianchun, REN Shan, ZHANG Shaobin, et al. Efficient placement technology of proppants based on structural stabilizers[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(3): 616−623.