

鄂尔多斯盆地神府区块深部煤层气体积压裂实践与认识

安 琦¹, 杨 帆¹, 杨睿月², 黄中伟², 李根生², 公衍瑾², 于 伟³

(1. 中联煤层气有限责任公司, 北京 100015; 2. 中国石油大学(北京) 油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249; 3. 德克萨斯大学奥斯汀分校, 奥斯汀 78712)

摘要: 鄂尔多斯盆地东缘神府深煤层大气田探明地质储量超千亿方, 实现该地区深部煤层气高效开发对保障国家能源供应具有重要意义。但是, 由于深煤层地质环境复杂, 具有高地应力、中高温度、特低渗透、强非均质性、割理/裂隙发育等特点, 导致现有中浅煤层压裂改造技术难以完全适用于深煤层, 其施工规模与参数仍处于探索阶段。为了探究与深煤层地质条件相适应的增产改造技术, 以鄂尔多斯盆地神府区块为地质背景, 以深煤层大规模体积压裂为工程实践, 围绕“极限动用+均衡扩展+有效支撑”的设计理念, 提出“少段多簇适度密切割+等孔径深穿透限流射孔+复合液造缝(高黏液体破岩+低黏液体造复杂缝)+大排量高强度加砂+前置酸液降低破裂压力+多粒径组合支撑剂”为核心的体积压裂技术, 并引入地质-工程-智能一体化压后评估方法, 通过压裂-产能双重智能拟合校正, 精细刻画了储层改造体积(SRV)和气体泄流体积(DRV), 预测了不同压裂规模及井型条件下的最终可采储量EUR。最后, 通过统计神府区块深煤层压裂井地质、工程和产量特征数据, 采用随机森林算法量化分析了影响深部煤层气产能的主控因素。实践结果表明: 采用上述大规模体积压裂技术, 已投产的直/定向井最高日产气量超过 $1\times10^4\text{ m}^3$, 水平井最高日产气量超过 $2\times10^4\text{ m}^3$, 说明深煤层可压性良好、开发潜力巨大; 深部煤层气峰值产气量的主要影响因素为: 煤层含气量、煤层厚度和加砂强度; 累积产气量的主要影响因素为: 煤层含气量、加砂强度和总砂量。

关键词: 神府区块; 深部煤层气; 体积压裂; 地质-工程-智能一体化; 产能主控因素

中图分类号: P618.11 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2024)05-2376-18

Practice and understanding of deep coalbed methane massive hydraulic fracturing in Shengfu Block, Ordos Basin

AN Qi¹, YANG Fan¹, YANG Ruiyue², HUANG Zhongwei², LI Gensheng², GONG Yanjin², YU Wei³

(1. China United Coalbed Methane Corporation Ltd., Beijing 100015, China; 2. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China; 3. The University of Texas at Austin, Austin TX 78712, USA)

Abstract: The proven geological reserves of the Shengfu deep coalbed methane (CBM) field on the eastern margin of the Ordos Basin exceed 100 billion cubic meters. It is of great significance to realizing the efficient development of deep CBM in this region to ensure the national energy supply. However, the complexity of the geological environment which includes high stress, medium-high temperatures, low permeability, strong heterogeneity, and wide developed cleats and nat-

收稿日期: 2023-09-08 修回日期: 2023-12-06 责任编辑: 韩晋平 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2023.1120

基金项目: 中国海洋石油有限公司综合科研基金资助项目(KJZH-2023-2303); 国家自然科学基金资助项目(52274014)

作者简介: 安 琦(1987—), 男, 河北行唐人, 高级工程师, 硕士。E-mail: anqi4@cnooc.comm.cn

通讯作者: 杨睿月(1989—), 女, 内蒙古四子王旗人, 副教授, 博士生导师, 博士。E-mail: yangruiyue@cup.edu.cn

引用格式: 安琦, 杨帆, 杨睿月, 等. 鄂尔多斯盆地神府区块深部煤层气体积压裂实践与认识[J]. 煤炭学报, 2024, 49(5): 2376-2393.

AN Qi, YANG Fan, YANG Ruiyue, et al. Practice and understanding of deep coalbed methane massive hydraulic fracturing in Shengfu Block, Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(5): 2376-2393.



移动阅读

ural fractures, makes it challenging for the existed shallow and medium CBM fracturing techniques to be fully applicable to deep CBM resources. As a result, the stimulation scale and parameters for deep coalbed fracturing are still in the trial-and-error stage. In order to explore the stimulation techniques which are compatible with the geological conditions of deep coalbeds, the Shengfu block in the Ordos Basin was taken as the geological background and the large-scale hydraulic fracturing of deep coal seams was conducted as an engineering practice. The authors designed the idea of “Push the limit to the beyond + balanced propagation + effective support”, and proposed the massive hydraulic fracturing techniques based on “multi-stage multi-clusters with moderate-dense cutting + perforation with equal apertures, deep penetration and limited flow + integrated variable viscosity (rock breaking by higher viscous slick water + complex fracture network generating by lower viscous slick water) + high pumping rate with high proppant concentration + pre-acid treatment to reduce the breakdown pressure + graded proppants with multiple sizes to support fractures”. Then, the authors put forward an integrated “Geology-Engineering-AI” workflow to perform post-fracture analysis, through double matching and correcting the fracturing pumping pressure and production rate automatically, accurately characterized the stimulated reservoir volume (SRV) and drained rock volume (DRV), and predicted the estimated ultimate recovery (EUR) under different fracturing scales and well types. Finally, by statistically analyzing the gas production characteristics of multiple wells in the Shengfu block and utilizing the random forest method, the primary controlling factors affecting the production capacity of deep CBM were quantitatively analyzed. The results demonstrate that after reservoir stimulation, directional wells can achieve a maximum daily gas production rate exceeding $10\,000\text{ m}^3/\text{d}$, while horizontal wells can achieve a maximum daily gas production rate exceeding $20\,000\text{ m}^3/\text{d}$. It indicates that the deep coal beds have good fracturing properties and great development potential. The primary impact factors for peak gas production rate are gas content, coalbed thickness and proppant concentration, while the major impact factors for cumulative gas production include gas content, proppant concentration, and total volume of proppants.

Key words: Shengfu block; deep coalbed methane; massive hydraulic fracturing; geology-engineering-AI integration; production impact factors

鄂尔多斯盆地深部煤层气资源丰富,埋深在2 000 m以深的煤层气资源量达 $13.0\times10^{12}\text{ m}^3$,占全国同深度范围内地质资源量的32%,远超过2 000 m以浅的地质资源量,具有巨大的开发潜力,是我国未来深部煤层气勘探开发的重要区域^[1-4]。国家能源局在《“十四五”现代能源体系规划》中将鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气开发列为能源安全保障重点工程。因此,鄂尔多斯盆地深部煤层气的高效开发利用对保障国家清洁能源供应、实施能源供给侧结构性改革、减少天然气对外依存度、维护国家能源战略安全等方面具有重要意义^[3]。2023年,鄂尔多斯盆地东缘神府区块发现了我国首个千亿方深煤层气田——神府深煤层大气田,探明地质储量超过 $1\,100\times10^8\text{ m}^3$,研究针对神府区块地质条件下的深煤层压裂改造方法对保障国家能源安全、助力西部大开发具有重要意义。

深部煤层气资源具有煤层厚度大、结构完整、热演化程度高、含气量高、含气饱和度高、游离气占比高等优势,是未来我国煤层气勘探开发的重要领域和突破方向。当前,我国中浅层煤层气已实现商业化开采,建成了沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘两大煤层气产业基地^[5]。然而,随着煤层埋深的增加,渗透率降低、

非均质性增强、地层温度升高,煤层气赋存条件变得更加复杂^[6-8]。与中浅煤层相比,深煤层具有“高地应力、中高温度、特低渗透、高饱和性、强压缩性、强非均质性”等特点,导致深煤层破裂压力高(50~90 MPa)、闭合应力大(30~60 MPa)、加砂困难易砂堵、压裂液易滤失、缝网形成难。因此,复杂的地质力学条件导致现有的中浅煤层压裂改造技术难以完全适用于深煤层。但是,深煤层相较于中浅煤层脆性指数高、割理裂隙发育(5~15条/5 cm),为形成体积缝网提供了良好的地质条件^[9]。如何提高改造规模、打碎煤层、释放储层应力是提升深煤层改造效果的关键,亟需探索与深煤层地质条件相适应的增产改造工艺技术。

针对深部煤层气储层改造的难题,近年来学者们开展了针对性研究。在前瞻性探索方面,谢和平等^[10]提出深部煤炭原位流态化开采,即将深部煤炭就地原位转化为气态、液态或气固液混态物质,在井下实现无人智能化的采选充、热电气等转化的开采技术体系,是实现深部煤炭资源开采理念与模式的变革。王绪性等^[11-12]基于CO₂泡沫压裂液在煤层中滤失小、黏度高、储层伤害低等优点,提出了采用CO₂泡沫压裂技术开发深部煤层气的构想并分析了其适应性。卢义

玉等^[13]提出“地面定向井+水力割缝卸压方法”开发深部煤层气,一方面水力割缝沟通天然裂缝、诱导产生裂隙,另一方面利用地应力变化降低储层压力、提高气体解吸、扩散和渗流能力。黄中伟等^[14]根据深部煤层厚度大、含气量高、顶底板封盖好的特点,提出水平井水力喷射分段造穴的工艺技术,实现深部煤层地应力释放,促进储层渗透率及煤层气解吸的思路。在此基础上,结合深煤层温压条件,进一步提出了超临界CO₂旋转磨料射流喷射诱导造穴的新方法,CO₂与CH₄竞争吸附,提高采收率的同时实现CO₂地质埋存,助力实现双碳目标。

现场应用方面,借鉴页岩气开采模式的“高排量+强加砂+密切割”大规模体积压裂在深部煤层气开发方面初见良好效果。中石油在大宁—吉县区块吉深6—7平01井首次试验大规模极限体积压裂(压裂11段,平均单级总液量2 805 m³、平均单级加砂量347.6 m³),压后日产气量达10×10⁴ m³,实现了深部煤层气单井产量的历史性突破^[9, 15-17]。中海油在临兴区块“深煤一号”开展了水平井多段多簇体积压裂(压裂8段,平均单级总液量1 788.8 m³、平均单级加砂量248.5 m³),压后最高日产气量达6×10⁴ m³。中石化在延川南区块采用大规模极限连续加砂体积压裂工艺配合“低密度、长运移”支撑剂(平均单井注入液量4 124 m³,加砂量307 m³),17口低效井日产气量由改造前0.63×10⁴ m³增至3.6×10⁴ m³,平均单井日增产气1 800 m³^[18]。此外,以提质提效为目标导向的压裂新工艺也在深部煤层气开发方面进行了积极探索。沁水盆地南部柿庄北区块深煤层开展了多井同步水力波及压裂技术^[19],微地震监测结果表明该工艺比单井压裂形成的缝网更复杂,波及体积较常规压裂井增加10×10⁴~53.8×10⁴ m³,平均日产气量提高6倍。沁水盆地长治北区块深煤层开展了常规油管带压拖动压裂新技术,节约作业成本、节省作业周期,压后日产气量达4 000 m³/d以上^[20]。鄂尔多斯盆地延川南区块采用氮气泡沫压裂对某深煤层低产井进行了重复压裂改造(入井总液量400.5 m³,液氮84.5 m³,施工排量2.7 m³/min),压后稳产气1 200 m³/d,较活性水压裂产量提升3倍^[21]。鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块还开展了“交替注酸、分段加砂、变排量注入”的体积酸化压裂工艺,压后直井最高日产气达5 791 m³、水平井最高日产气达1.1×10⁴ m³^[22]。

以上储层改造实践表明深部煤层气具有良好的开发利用前景。然而,我国深部煤层气开发处于探索阶段,尚未实现规模化,现有体积压裂工艺设计多沿用页岩气压裂施工参数,在一定程度上制约了深部煤

层气的高效开发。具体而言,与页岩相比,深煤层孔/裂隙结构及层理(弱面)分布差异大、有机质和矿物种类及含量不同、弹性模量低、泊松比高、塑性强、两向应力差低^[23],完全照搬页岩气“密切割式”的压裂工艺方法存在裂缝起裂无序、扩展不均的缺陷,导致无效裂缝或过度改造,影响压后产能^[24]。因此,压裂工艺方法、分段/分簇及射孔参数、液量和砂量规模、压裂液体体系、支撑剂体系与深煤层地质特征的适应性是当前亟待解决的关键难题。亟需针对深煤层特殊的储层物性条件,围绕“深煤层体积压裂裂缝扩展特征与参数影响规律”的关键科学问题,优化压裂方案、施工规模与工程参数,厘清影响深部煤层气开发的关键地质与工程因素,从而为实现深部煤层气规模效益开发奠定基础。

笔者以鄂尔多斯盆地神府区块深部煤层气井为例,开展了大规模体积压裂工程实践,探索了“极限动用+均衡扩展+有效支撑”的规模立体缝网压裂工艺可行性。然后,采用地质-工程一体化数值模拟方法进行了压后评估与储层适应性分析,通过压裂-产能双重智能拟合校正,精细刻画了裂缝网络形态,量化表征了储层改造体积(SRV)和气体泄流体积(DRV),并预测了不同井型条件下的最终可采储量(EUR);在此基础上,结合神府区块24口深部煤层气压裂井地质、工程和产能数据资料,量化分析了影响深部煤层气产能的地质和工程主控因素。研究成果有望为我国深部煤层气高效开发提供理论基础与技术指导。

1 深煤层大规模体积压裂实践

1.1 大规模体积压裂设计理念

中国海油在深煤层压裂增产新技术探索方面不断取得突破。“十三五”期间,针对临兴—神府区块深煤层改造开展了3个阶段的技术试验:

(1) 探索阶段(2015—2020年),采用常规压裂工艺施工16口井,压裂液选择清洁压裂液、线性胶,平均单井加砂30 m³,加砂成功率仅33%,平均单井日产气量仅400 m³。神府区块在2018年采用清洁压裂液开展深煤层定向井压裂试验,单井最高施工排量6 m³/min,单井用液量1 024.4 m³,加砂量46.7 m³,压后最高日产气量仅为160 m³,压裂改造效果较差,表明采用清洁压裂液成本较高,并且施工排量较低,易导致支撑剂沉降。

(2) 试验阶段(2021年),对直/定向井开展大规模体积压裂工艺试验,采用活性水和清洁压裂液体体系,并开始逐步增大施工排量与压裂规模,施工排量提升至10~12 m³/min,加砂强度增大到7~12 m³/m,用液

强度增大到 $93\sim190\text{ m}^3/\text{m}$ 。压后产能得到大幅度提升,平均日产气量 $3\,145\text{ m}^3$,单井最高日产气量可达 $8\,463\text{ m}^3$ 。

(3)上产阶段(2022—2023年),对各项压裂工艺与参数进一步优化,并开展水平井大规模体积压裂先导性试验。压裂液采用低伤害变黏滑溜水体系,并继续增大施工排量与压裂规模,施工排量提升至 $15\sim24\text{ m}^3/\text{min}$,加砂强度直/定向井增大到 $12\sim35\text{ m}^3/\text{m}$ 、水平井为 $2\sim5\text{ m}^3/\text{m}$,用液强度增大到 $115\sim285\text{ m}^3/\text{m}$ 。直/定向井单井峰值日产达 $1.1\times10^4\text{ m}^3$,水平井最高测试日产量可达 $6\times10^4\text{ m}^3$ 。

综上,针对深煤层储层地质特点,围绕“极限功用+均衡扩展+有效支撑”的理念,结合“探索-试验-上产”3阶段的实践与认识,提出了以“少段多簇适度密切割+等孔径深穿透限流射孔+复合液造缝(高黏液体破岩+低黏液体造复杂缝)+大排量高强度加砂+前置酸液降低破裂压力+多粒径组合支撑剂”为核心的体积压裂技术,实现储层改造体积最大化、各级缝网支撑有效化、裂缝扩展均匀化,从而保障深部煤层气规模效益开发。该体积压裂技术的设计理念如下:

(1)少段多簇适度密切割。通过采用段内多簇、缩短簇间距来增加缝控体积、提高缝网复杂度和整体改造体积。但当压裂段内簇数过多,且储层非均质性较强时,部分裂缝扩展受到抑制,表现为无效裂缝,而部分裂缝又会过度改造。因此,簇数及簇间距需根据每段地质甜点和工程甜点进行优化,每段岩性、物性、地应力尽量保持一致,并考虑经济成本,适度密切割,同时可结合暂堵转向工艺,保障直/定向井多煤层合压充分改造,水平井多簇裂缝起裂有序、扩展均匀。

(2)等孔径深穿透限流射孔。保证孔径一致,提高射孔均匀性,降低簇间诱导应力场干扰,进而改善段内各簇的压裂液进液分布,促使各簇裂缝均衡改造。常规射孔方式存在射孔孔眼大小不规则的缺点,影响各射孔孔眼进液量,进而导致裂缝整体不均匀起裂、延伸。采用限流射孔方式,通过调整不同射孔簇间的孔数,进而改变不同射孔簇的摩阻,迫使压裂液分流,依次压开破裂压力相近的层段^[25-26]。综合考虑深层降压需求,优化单段射孔孔眼数量不高于40。

(3)复合液造缝(高黏液体破岩+低黏液体造复杂缝)。采用一体化变黏滑溜水体系结合逆混合泵注方式增加造缝体积和裂缝复杂度。^①针对深煤层割理/裂隙发育、塑性强的特点,常规活性水/滑溜水压裂体系滤失量大,起裂后缝口窄且支撑剂嵌入严重,压裂易砂堵。采用变黏滑溜水压裂液体系,在线变黏,实现低、中、高黏压裂液实时切换。利用高黏滑溜水扩

大造缝体积、中黏滑溜水提高携砂能力、低黏滑溜水造复杂分支缝,提高主缝体积的同时激活各级割理/裂隙,实现储层改造由“主缝”向“立体缝网”转变,同时可避免交联液带来的储层污染与伤害^[27]。^②施工过程中采用“高黏开缝+高低黏交替扩缝+中黏携砂”的逆混合泵注方式,使裂缝纵向精细分层、横向波及远端,同时保障加砂过程平稳。目前,该液体体系已在神府区块成功应用100余井次,累计用液量达 $45\times10^4\text{ m}^3$,累计加砂量达 $6\times10^4\text{ m}^3$,施工顺利。

(4)大排量高强度加砂。采用大排量($15\sim24\text{ m}^3/\text{min}$)、大液量(用液强度 $115\sim285\text{ m}^3/\text{m}$)、大砂量(加砂强度:直/定向井 $12\sim35\text{ m}^3/\text{m}$ 、水平井 $2\sim5\text{ m}^3/\text{m}$)的大规模体积压裂方式打碎储层,保障多簇裂缝充分扩展和支撑剂有效充填,扩大储层有效改造体积。为了控制裂缝高度、防止压穿顶底板,采用小步阶梯提排量的方式,为携砂液能否顺利加入提供预判。

(5)前置酸液降低破裂压力。神府区块8+9号煤层取心岩样表明割理/裂隙中充填有方解石等矿物,采用酸液进行压前预处理,溶蚀煤层割理/裂隙内的碳酸盐岩矿物、提升微观孔隙/裂隙体积、改变岩石骨架结构,降低破裂压力与施工压力的同时保证支撑剂顺利填充。

(6)多粒径组合支撑剂。采用多粒径组合支撑剂体系提高裂缝网络的整体充填度,增加支撑和解吸渗流面积,建立起微细-分支-主裂缝相互贯穿的流动网络,提高不同尺度裂缝导流能力。前置液阶段采用70/140目(0.212 mm/0.106 mm,下同)石英砂打磨降摩阻降滤失、对微细裂缝网络进行充填;携砂液阶段优选70/140目(0.212 mm/0.106 mm,下同)+40/70目(0.425 mm/0.212 mm,下同)+30/50目(0.600 mm/0.300 mm,下同)或20/40目(0.850 mm/0.425 mm,下同)石英砂的多粒径组合支撑剂,实现各级缝网全支撑,保障裂缝导流能力。

1.2 区块概况

神府区块位于鄂尔多斯盆地东北部伊陕斜坡的东段、晋西挠褶带西缘,为一西倾的平缓单斜。晋西挠褶带位于盆地东缘,呈带状延伸。中晚元古代—古生代处于相对隆起状态,仅在中晚寒武世、早奥陶世、晚石炭世及早二叠世有较薄的沉积。中生代侏罗纪末隆起,与华北地台分离,形成鄂尔多斯盆地东部边缘。晋西挠褶带形成于燕山运动,其区域构造东翹西伏,呈阶状,亦可视为伊陕斜坡东部的翹起部分。该构造带的东缘南部发育南北向的狭窄背斜构造,构造带的西部多发育南西—北东向鼻状构造^[1, 4, 28]。

1.3 煤层及顶、底板特征

神府区块主力煤层为本溪组8+9号煤层,发育稳定,埋深1100~2225 m。受沉积环境影响,8号、9号煤层多合并为一套,厚度为3.8~19.2 m,平均厚度为12.7 m,平均含气量为15.1 m³/t,游离气主要分布在8+9号煤层中上段,占比5%~30%。根据取心资料,神府区块煤体平均GSI值为62.1,整体发育较完整,以原生结构煤为主,局部少量层位发育碎裂煤。相比南部的临兴区块,神府区块煤岩变质程度较低,以气煤、肥煤为主^[1],镜质体反射率R_o介于0.80%~1.35%,为中煤阶煤储层。煤层含水性弱,渗透率为 $0.01 \times 10^{-15} \sim 0.50 \times 10^{-15}$ m²,以微孔和小孔为主,孔隙度为2.7%,含气饱和度高于80%。储层压力系数0.82~1.15 MPa/hm,平均0.93 MPa/hm。

笔者以神府区块3口典型深部煤层井为例开展大规模体积压裂工程实践,为了证明本文提出的大规模体积压裂工艺在多种工程条件下均具有较好的适

用性,以及为该工艺在神府区块的应用提供更加综合全面的验证与支持,本文同时研究了定向井与水平井两种井型,包括2口定向井(A、B井)和1口水平井(H井)。定向井是目前已施工井的主要井型,水平井可以实现快速增储上产,有望成为未来深部煤层气的主力开发方式。H井水平段长度1000 m,煤层进尺1000 m,煤层钻遇率100%。A、B和H井的目标层位均为本溪组8+9号煤层,煤层特征见表1,主要通过绳索取心、煤层测井、井温测井、岩心岩屑录井、随钻测试、邻井资料等方式获取。压力参数值来自于现场提供的压裂完井地质设计,通过同区块试采井的排采起抽压力预测获得。最小水平主应力通过现场测井曲线结合现场经验公式计算获得,弹性模量、泊松比、渗透率通过现场提供的测井解释成果获取,见表2。3口井的顶、底板均为泥岩,但各井岩石力学性质存在差异(表2)。A、B井顶、底板地应力均小于产层,而H井顶、底板地应力高于产层,因此可以有效限制缝高。

表1 煤层特征

Table 1 Properties of coal seams

井号	垂深m	含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	温度/℃	压力/MPa	GSI	煤体结构
A	2117.0	11.0	52.5	21.0	57.9	碎裂
B	1953.0	17.0	46.5	23.2	60.2	原生-碎裂
H	2019.8	14.7	50.0	18.3	74.1	原生

表2 煤层及顶、底板力学性质

Table 2 Mechanical properties of coalbed, roof and floor

井号	地层	最小水平 主应力/MPa	储隔层最小水平 主应力差/MPa	弹性模量/ GPa	泊松比
A	顶板	33.9	5.9	34.0	0.31
	产层	39.8		2.1	0.44
	底板	34.0	5.8	29.2	0.30
B	顶板	43.5	4.2	41.9	0.24
	产层	47.7		6.6	0.31
	底板	45.2	2.5	28.8	0.22
H	顶板	49.5	17.1	40.0	0.14
	产层	32.4		5.9	0.31
	底板	44.7	11.7	39.5	0.20

1.4 大规模体积压裂现场试验

根据大规模体积压裂技术设计理念开展A、B和H井压裂设计与施工。3口井均采用光套管注入压裂,其中A、B井采用油管传输正压射孔、单层压裂,H井采用电缆泵送桥塞-射孔联作分段压裂工艺(首段采

用连续油管传输射孔),采用等孔径限流射孔工艺,射孔孔径16 mm,单簇射孔数为10~20孔,其中共有9段单簇射孔数为10孔。根据地质甜点、遵循适度密切割的原则优化分段布簇。提高簇数虽能提升裂缝总体积,但易改造不均;提高段数、减少段内簇数虽可改善造缝均匀性,但会延长施工周期、增加成本。综合考虑改造效果与经济效益后,优化H水平井12段43簇,每段2~4簇,簇间距20~25 m。

压裂液采用低伤害的一体化变黏滑溜水体系,通过在施工的过程中调整稠化剂浓度实现在线变黏、免混配。低黏、中黏、高黏滑溜水黏度分别为1~3、10~20、30~60 mPa·s。

根据神府区块8+9号煤层闭合压力梯度(0.016 MPa/m),支撑剂选用抗压强度35 MPa的石英砂。优选粒径组合为:前置液阶段采用70/140目石英砂加入多个段塞,打磨孔眼、降低破裂压力;携砂液初期采用70/140目石英砂支撑裂缝远端,主加砂阶段使用40/70目石英砂填充主裂缝,携砂液末期使用20/40目石英砂(A井)或30/50目石英砂(B、H井)封口,建立近井筒高导流通道。

A、B和H井施工参数见表3。压裂施工曲线如图1所示,其中H井以第3段和第9段为例。A井为典型的深煤层压裂井,施工前期压力高,段塞阶段表现出压力持续缓慢爬升,表明煤岩裂缝扩展难度大;主加砂阶段施工压力开始缓慢下降,说明裂缝逐步延伸。B井段塞阶段压力平稳,但在主加砂阶段施工压力出现快速爬升,表明主裂缝不易延展,后期压力下降说明裂缝逐步扩展;加入暂堵剂后,施工压力明显上升,证明已改造段/簇暂堵到位,施工后期泵压波动,

反映裂缝铺砂过程中反复出现桥堵、冲散等情况。H井进一步提高排量、扩大单段规模,泵压曲线平稳,加砂过程顺利,说明高排量、大规模注入的体积压裂工艺在神府区块深煤层具有较好的适应性。A井地层破裂压力不明显,施工泵压17.4~40.6 MPa。B井地层破裂压力不明显,施工泵压暂堵前9.37~32.27 MPa,暂堵后18.57~36.04 MPa。H井第3段地层破裂压力25.1 MPa,施工泵压20.6~51.9 MPa;第9段地层破裂压力23.1 MPa,施工泵压19.6~46.3 MPa。

表3 3口深煤层井压裂参数

Table 3 Fracturing parameters for 3 deep CBM wells

井号	井型	煤层垂厚/m	排量/(m ³ ·min ⁻¹)	前置酸类型	前置酸用量/m ³	入井总液量/m ³	用液强度/(m ³ ·min ⁻¹)	入井总砂量/m ³	加砂强度/(m ³ ·min ⁻¹)	平均砂比/%
A	定向井	12.1	15.0	固体酸	22.7	1 892.7	156.4	176.8	14.6	12.1
B	定向井	13.8	15.0	盐酸	16.6	2 452.6	177.7	218.8	15.9	15.3
H	水平井	14.5	18.0	盐酸	120.0	25 217.6	25.2	3 502.4	3.5	15.6

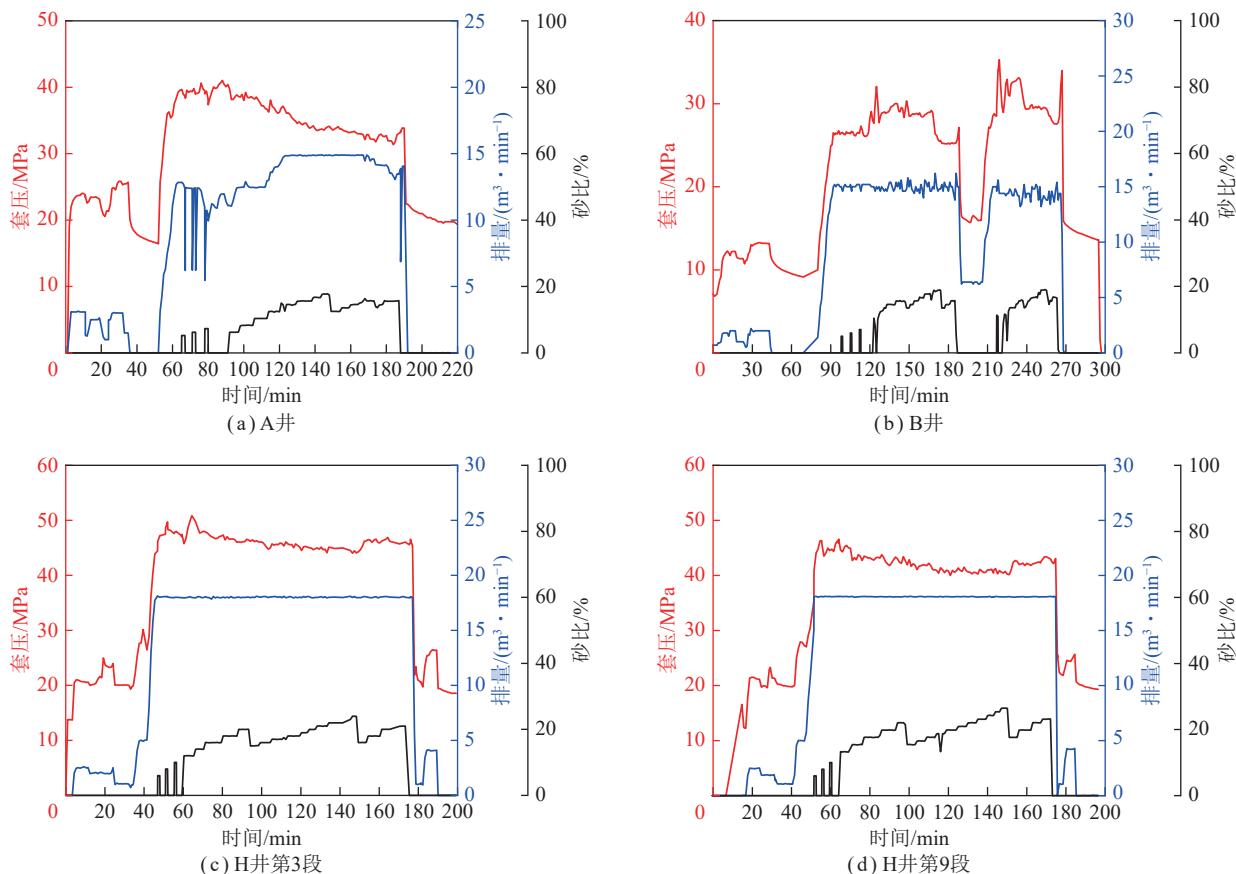


图1 压裂施工曲线

Fig.1 Fracturing pumping curves

2 深煤层压裂井压后评估

针对3口深煤层压裂井,笔者采用适用于深煤层压裂设计与压后评估的一体化思路。主要包括:

(1) 地质-工程资料数据集。收集地质数据(区域

构造、储层描述、分层信息、断层/天然裂缝分布等)、测录井资料(地应力、地质力学参数等)、钻井资料(井口坐标、井眼轨迹、套管程序等)、完井资料(射孔信息、压裂设计、施工曲线、返排和压裂试气数据等)、

生产数据(排采曲线、累产数据等),并依据测井经验公式、采用克里金插值算法等建立精细地质力学模型。

(2) 裂缝扩展模拟。将地质力学模型导入到裂缝扩展模拟器中,建立压裂裂缝扩展模型,采用机器学习XGBoost算法建立代理模型,根据现场实际施工曲线,实现泵压自动拟合,校正裂缝形态和裂缝参数。

(3) 自动历史拟合与产能预测。通过嵌入式离散裂缝模型(EDFM)将裂缝扩展模拟器与油藏数值模拟器耦合,考虑气体解吸附、分子扩散、气水两相等流动机理,建立深部煤层气产能计算模型,并采用神经网络-马尔科夫链蒙特卡洛(NN-MCMC)实现自动历史拟合,反演储层、裂缝等特征参数,并预测长期产能与最终可采储量(EUR)。

由于这3口井缺乏微地震监测数据,笔者主要通过压裂施工过程中的泵压自动拟合工作流对裂缝形态和裂缝参数进行第1次校正,然后通过生产数据自动历史拟合工作流进行第2次校正。压裂-产能双重智能拟合校正的核心是通过获得全局误差最小值,最终得到相应的最具代表性的有效水力裂缝几何形状参数和最优组合方案,能有效验证拟合结果的可靠性。此外,本文提出的压后产能评估工作流已在川南深层页岩气水平井多级压裂中得到应用与验证^[29],能有效提高裂缝和储层未知参数反演的准确性,并进行可靠、稳定和可量化的压后评价。

2.1 裂缝扩展模型

本文建立的压裂裂缝扩展数值模型采用位移不连续法(Displacement Discontinuity Method, DDM),将地质力学模型导入到裂缝扩展模型中模拟计算得到裂缝形态。DDM作为一种间接边界元方法,可以考虑裂缝扩展的关键物理机理,适用于研究包含不连续面的流固耦合问题,被广泛应用于模拟水力压裂裂缝扩展。与有限元法相比,DDM具有降低维数、减少计算单元、缩短计算时间的优点。DDM方法不仅可以计算单个三维裂缝的位移不连续面和诱导应力,而且可以准确、高效地求解多个三维裂缝相互作用的问题。裂缝扩展模型中将天然裂缝视为无导流能力的摩擦界面,基于RENSHAW等^[30]和WU^[31-32]建立的裂缝交叉准则确定天然裂缝干扰下的水力裂缝扩展模式,并通过分析水力裂缝尖端附近的应力状态确定与天然裂缝相交后水力裂缝的延伸方向。若天然裂缝一侧(距离水力裂缝较远的一侧)的最大拉应力大于或等于岩石的抗拉强度,水力裂缝将穿过天然裂缝并继续扩展;若作用在天然裂缝上的剪应力与正应力满足线性摩擦定律,水力裂缝将被天然裂缝捕获并偏转至天然裂缝中。深煤层发育的割理系统使得水力裂

缝在扩展过程中可能出现沿割理弱面转向、延伸的情况,形成由水力裂缝与割理弱面组合的缝网,因此DDM方法对煤层水力裂缝扩展的模拟具有良好的适用性。煤层中的割理、裂隙等天然裂缝通过离散裂缝网络模型植入。采用机器学习算法-极致梯度提升法(eXtreme Gradient Boosting,简称XGBoost)建立裂缝扩展代理模型,并与实际施工的泵注压力进行拟合,校正裂缝形态。XGBoost是一种以回归树为基础的提升算法,属于最具有代表性的一种集成学习算法,该算法由多个决策树组成,每个决策树都关注前一棵树的残差,从根节点开始向外分支,并使用梯度算法找到一种新的决策树建立方法来减少模型训练的残差,最后通过求和得到树集成模型来预测最终结果。为了同时提高运算效率和拟合精度,在校正过程中结合马尔科夫链-蒙特卡洛(Markov chain Monte Carlo, MCMC)采样,实现泵压曲线自动历史拟合,确定待反演参数(有效射孔数、有效孔径、降阻系数等),从而实现裂缝形态自动化校准。MCMC方法将马尔科夫过程引入到蒙特卡洛模拟中,实现抽样分布随模拟的进行而改变的动态模拟,弥补了传统的蒙特卡洛积分只能静态模拟的缺陷。

泵压自动拟合工作流的运算流程是:①收集现场压裂施工数据,形成所有压裂簇/层/段的输入数据表,并使用自动化施工曲线导入工具准备模拟泵注程序;②识别不确定性参数,确定采样范围;③完成工作流运算的第一1次迭代,该工作流与基础案例相结合,并通过拉丁超立方采样(LHS)方法生成N个初始样本;④形成的样本作为输入代入到裂缝扩展模拟器中模拟泵压响应;⑤XGBoost模型作为裂缝扩展模拟的代理模型,用于训练这N个输入/输出组合;⑥利用MCMC采样、代理模型和误差对标目标函数(加权均方误差),抽取下一个最优的M个样本,提供给裂缝扩展模拟器完成工作流的第2次迭代;⑦重复该过程,直至代理模型收敛或者达到最大迭代次数。

目前DDM方法模拟裂缝扩展的准确性与适用性已得到广泛验证^[33-36]。为了进一步验证模型在本区块深部煤层气应用的准确性与可靠性,采用临兴-神府气田其他深煤层水平井多级压裂微地震监测结果与裂缝扩展数值模拟结果作对比(图2)。该井目标储层为8号煤层,煤层垂厚5.9 m,含气量18 m³/t,垂深1 995 m,井深3 208 m,水平段长1 000 m,共分8段31簇,采用上述大规模体积压裂设计理念,最高施工排量18 m³/min,总砂量2 136.4 m³,总液量16 533 m³,压裂液采用一体化变黏滑溜水体系,前置酸液为15%浓度的盐酸,支撑剂采用70/140目+40/70目+30/50

目的多粒径组合石英砂,各项工艺参数与本文H井均有较高的相似性。微地震监测获取的SRV为 $1987 \times 10^4 \text{ m}^3$,本文模型计算得到的SRV为 $1841 \times 10^4 \text{ m}^3$,误差为7%。模拟得到的裂缝缝长、缝高与微地震监测获取的缝长、SRV支撑缝高平均误差分别低于10%、15%(表4),证明了本文裂缝扩展模拟结果具有较高的准确性和可靠性。此外,笔者后续采用产能智能拟合进一步校正了对产气有贡献的有效缝长和缝高,即通过压裂-产能双重智能拟合验证裂缝参数的准确性,以提高结果的可信度。

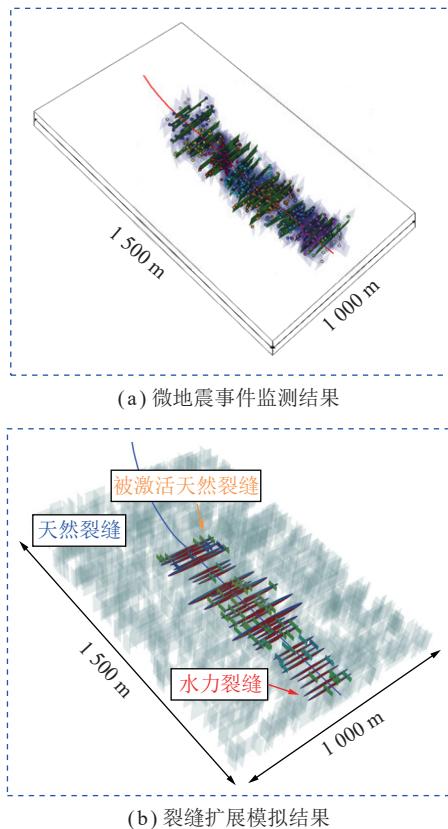


图2 临兴—神府气田某深煤层水平井微地震监测与模拟对比

Fig.2 Microseismic events and simulation results of a deep CBM horizontal well multistage hydraulic fracturing of Linxin-Shenfu gas field

裂缝扩展模型参数设置见表5,基于实际测井数据,通过设置不同岩性地层的垂厚、地应力、弹性模量、泊松比等参数表征地层结构、岩性变化和产状等地质特征,建立考虑储层非均质性的地质模型。

压裂参数根据实际施工数据进行设置。由于缺乏微地震监测、电成像测井、井下岩心等资料,难以直接确定天然裂缝的分布情况,因此采用随机生成的方式生成天然裂缝。天然裂缝的走向、导流能力与数量直接影响产量数据的拟合。本文模型中天然裂缝参

表4 裂缝扩展模拟结果与微地震监测结果对比

Table 4 Comparisons of fracture propagation simulation results and microseismic monitoring results

段数	模拟裂缝长度/m	微地震裂缝长度/m	误差/%
1	233	248	6.0
2	203	211	3.9
3	204	201	1.3
4	245	265	7.7
5	339	315	7.7
6	268	263	1.9
7	217	237	8.4
8	282	292	3.3

表5 裂缝扩展模型参数设置

Table 5 Input parameters for fracture propagation model

参数	井号	A井	B井	H井
	模型尺寸/(m×m)	1 000×1 000	1 000×1 500	
地层参数	储层中深/m	2 117.0	1 953.0	2 019.8
	储层温度/°C	52	46	50
压裂参数	射孔厚度/m	6	4	1
	射孔数	96	64	10~20/簇
	总液量/m ³	1 892.7	2 452.6	23 679.2
	总砂量/m ³	176.8	218.8	3 502.4

数的设置是通过与实际生产数据历史拟合过程的不断迭代、调整并确定。天然裂缝的类型主要考虑煤层在煤化作用过程中形成割理,割理方向由目标区块地质构造历史决定。煤岩中通常存在2组近于垂直的割理(即面割理和端割理),面割理平行于最大水平主应力方向,连续性较好,延伸长度较长;端割理被面割理截断,发育在相邻的面割理之间,连续性较差,延伸较短。前人研究发现,连通的割理长度可从几微米至数百米^[37],考虑到矿场尺度数值模拟的计算效率,微米及厘米尺度的割理难以显式表征。基于上述割理特征,同时为满足数值模拟计算效率与历史拟合的需求,A、B井在模型区域内通过离散裂缝网络模型随机设置多尺度天然裂缝2 400条,H井在模型区域内设置多尺度天然裂缝1 000条,用于显式模拟煤层中发育的面割理与端割理。天然裂缝参数见表6。

表6 天然裂缝基础参数设置

Table 6 Basic parameters for natural fracture

参数	取值
天然裂缝组数	2
天然裂缝倾角/(°)	90
天然裂缝长度/m	50~150
天然裂缝宽度/m	0.01

2.2 泵压自动拟合结果

对3口井实际泵压进行自动拟合,经过3次迭代,模拟泵注压力能够较好地匹配实际泵注压力(图3),H井以第3、9段为例。泵压自动拟合过程主要对4个待反演参数进行校正,包括有效射孔数、有效孔径、降阻系数和套管压力梯度,参数校正结果见表7。最优校正结果显示,A、B井有效射孔数均达到设计总射孔数的85%,有效孔径为6 mm;H井每簇有效射孔数为6.4,占总射孔数的40%,有效孔径为10.5 mm,高于A、B井。推测发生这种现象的原

因是H井为水平井,与定向井相比,压裂液与支撑剂受重力影响,在水平井段向下运移,有效射孔点多集中于射孔段下部,因此有效射孔数较少。但是由于能量集中,导致有效孔径增大。建议水平井可采用扇面定向向下射孔,以增加有效射孔数,同时起到防砂、防煤粉返出的作用。此外,由于H井水平段裂缝网络发育,因此压裂液更易在水平井及裂缝中运移,流动阻力较小,因此降阻系数较高,H井排量高于A、B井,需要更高的泵注压力,因此套管压力梯度较高。

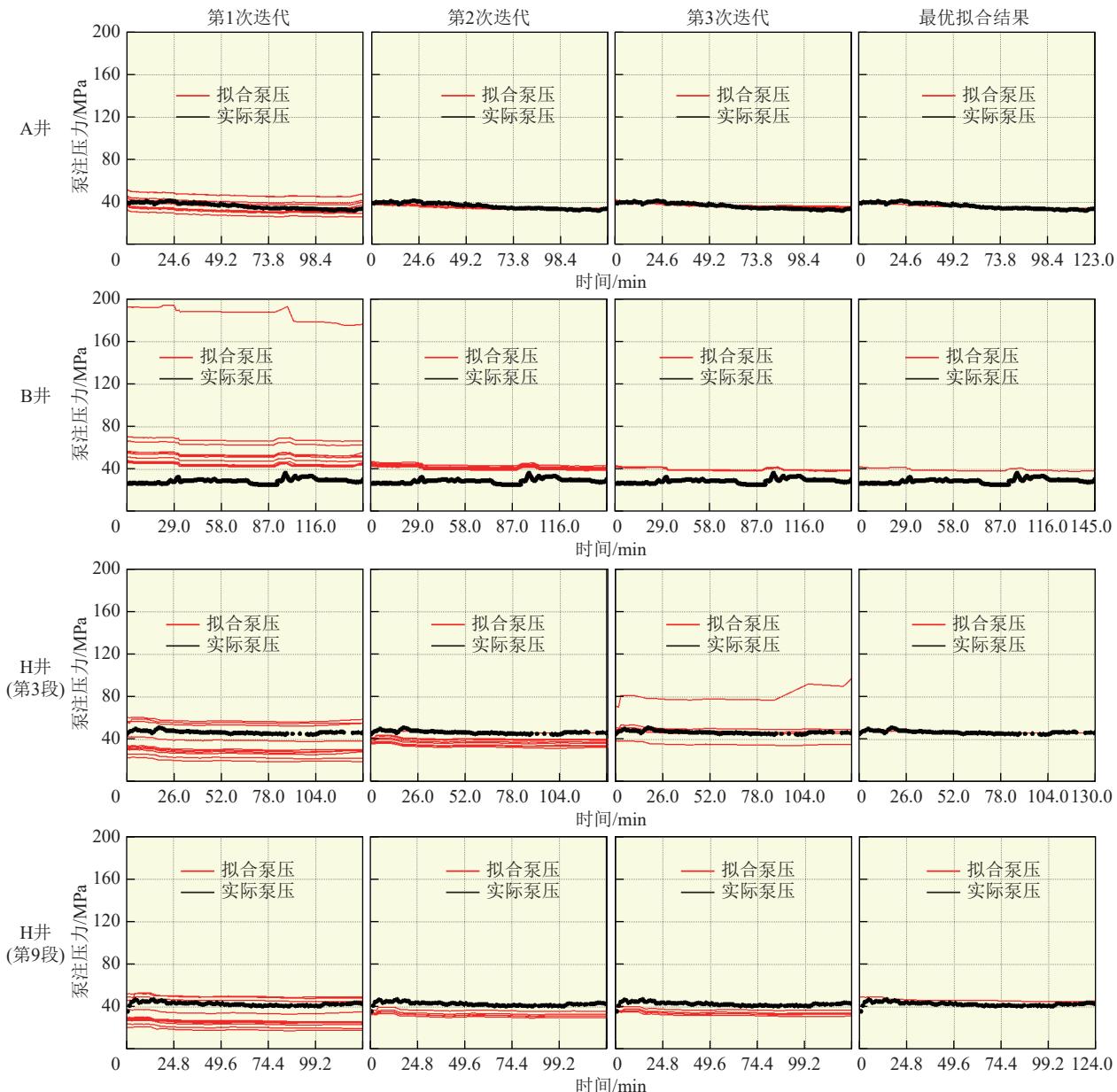


图3 泵注压力拟合过程

Fig.3 Pumping pressure fitting process

2.3 裂缝形态与参数

校正后的缝网形态、主裂缝形态、裂缝参数如

图4~7所示,图6中H井的平均缝长、缝高、缝宽指所有段/簇裂缝参数的平均值。本文中的缝网体积指

表7 待校正参数采样范围及校正结果

Table 7 Calibration of uncertain parameters for fracture propagation simulations

井号	参数类型	有效射孔数	有效孔径/mm	降阻系数	套管压力梯度/(MPa·km ⁻¹)
A	采样范围	1~96	5~15	0.4~1.0	5~20
	校正结果	86.0	6.1	0.50	11.09
B	采样范围	1~64	5~15	0.4~1.0	5~20
	校正结果	55.0	5.8	0.41	11.02
H	采样范围	1~16	5~16	0.4~1.0	5~20
	校正结果(平均)	6.40	10.50	0.80	18.70

得是主裂缝体积与被激活的天然裂缝体积之和。由结果可知,压裂规模对水力裂缝扩展形态有重要影响。随着压裂规模的增大,主缝缝长、主缝体积和缝网体积均呈现明显上升趋势,且随着规模的增大,被激活的天然裂缝增多。A井至B井入井总液量升高29.6%、总加砂量提高23.8%,主缝缝长、主缝缝高、

主缝缝宽、主缝体积及缝网体积分别提升13.0%、14.4%、9.8%、35.9%和8.6%。H井单段压裂规模大于A、B井,但是由于每段分为2~4簇,单簇液量、砂量小于A、B井,因此单簇缝长和缝宽较A、B井小。但是,H井整体主缝体积是A、B井的23.9、17.6倍,整体缝网体积是A、B井的2.5、2.3倍,说明与定向井相比,水平井密切割体积压裂可显著提高储层的整体改造体积。A、B、H三井主缝缝高与煤层垂厚近似,这是因为缝高增长除了受压裂规模的影响外,还受地质分层与岩石力学属性的控制,裂缝纵向上延伸会受到顶、底板泥页岩的遮挡作用。H井各簇缝长、缝高数据如图7所示,采用中位数绝对偏差表征多段多簇裂缝扩展的均匀性,该值是用于度量数据分散程度的统计指标,它衡量了数据点相对于中位数的平均绝对偏差,中位数绝对偏差值越大,裂缝均匀性越差,该值为0时表示各级裂缝形态完全相同,H井中位数绝对偏差值为12.4。

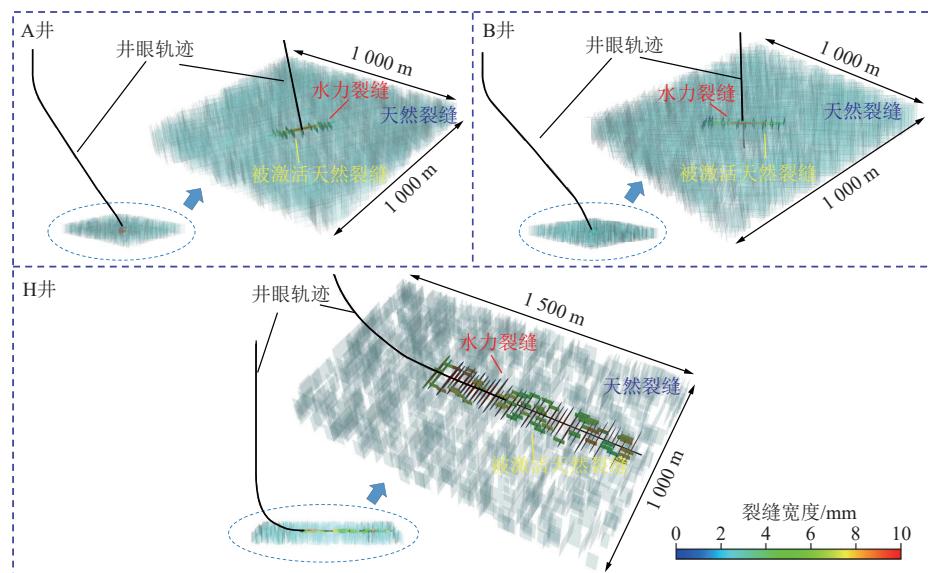


图4 泵压拟合校正后的缝网形态

Fig.4 Fracture-network morphologies after calibrating by pumping pressure

3 深煤层压裂井产气特征与EUR预测

3.1 生产数据自动历史拟合

目前,A井累计生产时间为260 d,排水32 d后见气,最高日产气量12 558 m³,累计产气 165.58×10^4 m³,累计产水1 220.31 m³。B井累计生产时间为174 d,排水37 d后见气,最高日产气量6 432 m³/d,目前累计产气 65.13×10^4 m³,累计产水926.26 m³。H井累计生产时间为193 d,排水25 d后见气,最高日产气量21 798.15 m³,目前累计产气 249.22×10^4 m³,累计产水7 893.12 m³。与中浅煤层相比,深部煤层气排水见气

时间较短,且压后产量较高,说明该区块深部煤层气具有良好的开发潜力,也证明了上述所提出的大规模体积压裂模式适用于深煤层改造。在生产初期,由于压力波动频繁、井筒储集效应以及现场工作制度等影响使得数值模拟模型与实际情况偏差较大。因此,对A、B、H井进行历史拟合的生产数据不包括不产气的排水阶段数据。

笔者采用EDFM方法衔接前期建立的压裂模拟裂缝形态,其核心是通过非相邻连接对(NNC)连接基质网格和裂缝网格,基质采用结构化网格,裂缝模拟

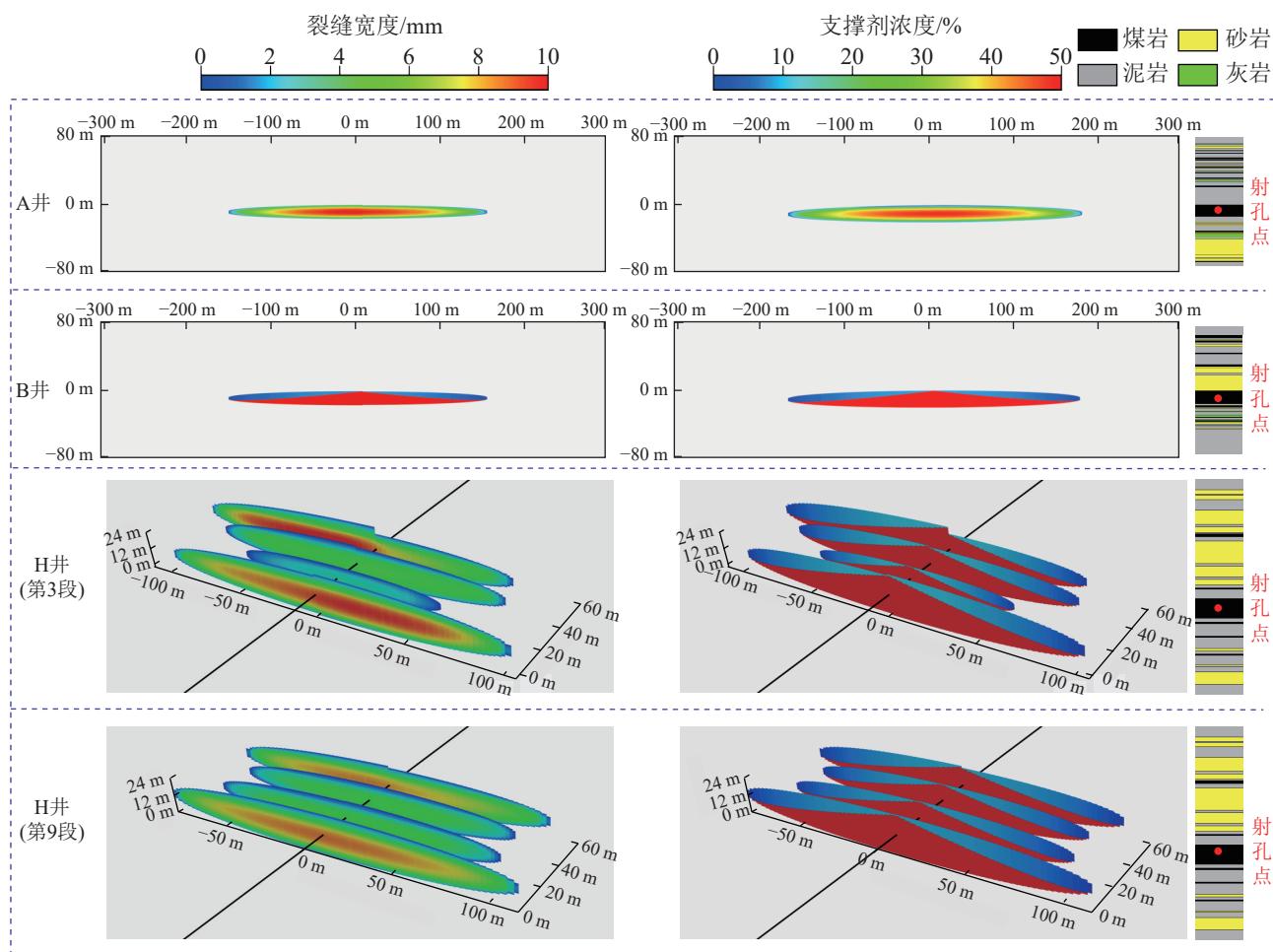


图5 泵压拟合校正后的主裂缝形态

Fig.5 Main fracture morphologies after calibrating by pumping pressure

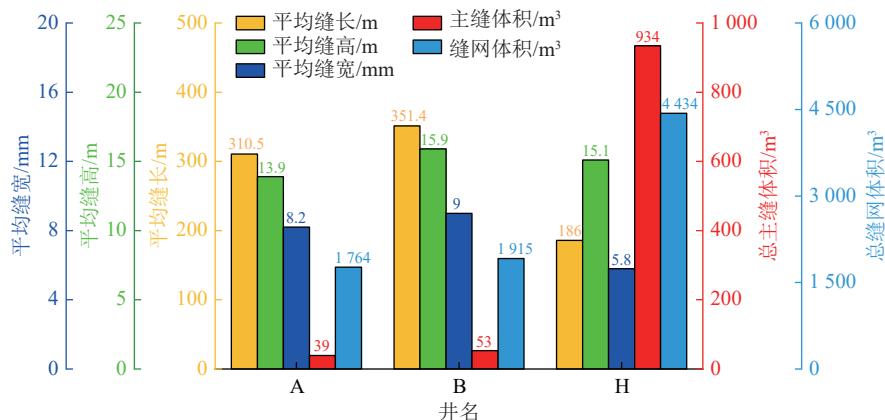
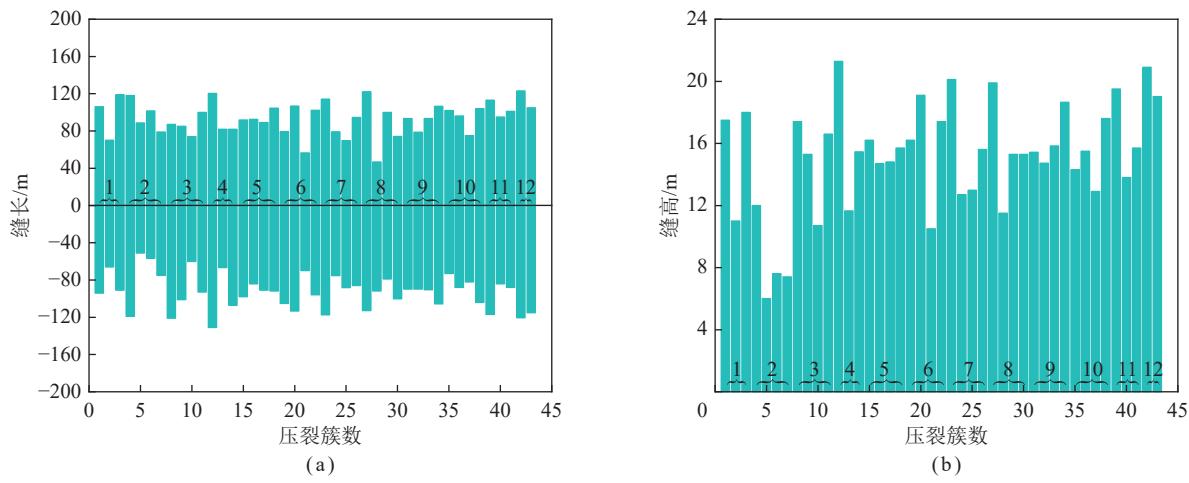


图6 裂缝参数模拟计算结果

Fig.6 Simulation results of fracture parameters

为嵌入在基质网格中的矩形平板,可灵活处理非平面复杂裂缝、变导流能力(或变缝宽)裂缝,准确模拟三维空间任意裂缝形态和展布,提高运行效率。建立考虑甲烷气体吸附-解吸(Langmuir等温吸附模型)、分子扩散(Fick定律^[38])、应力敏感、气-水两相渗流机理的产能预测数值模型。

采用神经网络(NN)代理模型和MCMC算法建立自动历史拟合工作流:①采用EDFM前处理器计算NN间的传导率,并结合油藏模拟器计算基质和裂缝内的流动;②选取不确定参数合适的取值范围,采用LHS方法在不确定参数取值空间中采样,并获得初始迭代样本;③运用油藏数值模拟器获得初始样本



注: 1~12 为施工的压裂施工段序号。

图 7 H 井多段多簇裂缝缝长、缝高统计结果

Fig. 7 Statistical results of fracture length and fracture height in Well H

的模拟结果,并对代理模型进行训练,使模拟运行次数最小化;④采用基于代理模型的 MCMC 算法采样,以全局误差为目标获得历史拟合候选解集并进行验证,将模拟结果作为训练数据集进一步训练代理模型;⑤增加计算案例迭代运行,直到收敛或者达到最大迭代次数。上述工作流中,NN 代理模型通过已测量的相邻点的值来估算未测量点的值,具有准确度高、运行速度快的优势。LHS 方法可以对多个参数取值空间进行划分,形成高维参数采样空间,为代理模型创建良好的初始样本。基于代理模型的 MCMC 算法解决了需要大量模拟次数的问题。

A、B、H 井均以日产气量为约束,通过设定井底流压和日产水量的相对误差标准,以全局误差最小为目标对模拟案例进行筛选,全局误差最小值公式为

$$\varepsilon = \frac{\sum_{j=1}^p \sum_{i=1}^q \left| \frac{x_{ij,\text{model}} - x_{ij,\text{history}}}{x_{ij,\text{history}}} \right| \times 100 w_{ij}}{\sum_{j=1}^p \sum_{i=1}^q w_{ij}} \quad (1)$$

式中, i 和 j 分别为数据点和响应参数的索引; q 和 p 分别为选取的数据点和响应参数的数量; $x_{ij,\text{model}}$ 和 $x_{ij,\text{history}}$ 分别为响应参数 j 索引 i 处的模拟运行或代理模型值和历史数据; w_{ij} 为响应参数 j 数据点 i 的权重。

考虑神府区块割理/裂隙发育^[39]、地层压实作用强^[40]、基质渗透率范围^[41-42]等因素,笔者选取的不确定性参数见表 8,缝高修剪系数定义为对产气有贡献的有效缝高与压后缝高之比,考虑到高应力条件下裂缝有闭合的趋势,因此其值小于 1;水力裂缝缝高、缝长取值均小于裂缝扩展模拟结果得到的缝高、缝长;水力裂缝导流能力小于敏感性分析所得到的无限大

导流能力;水力裂缝闭合系数小于 1 MPa^{-1} ,若大于该值,则对产量的影响不明显;天然裂缝导流能力取值小于水力裂缝导流能力;基质渗透率取值小于 $0.5 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 。每口井还需要基于实际地质特征和工程参数,根据历史拟合效果不断调整其参数设置范围,使得最终反演结果接近实际的储层参数和裂缝参数。

A、B、H 井井底流压相对误差标准分别为 15%、

表 8 不确定参数采样范围

Table 8 Uncertain parameters for AI-history matching

井号	不确定参数	最小值~最大值
A	缝高修剪系数	0.3~0.7
	DRV 长度/cm	70~120
	水力裂缝导流能力/($10^{-15} \text{ m}^2 \cdot \text{m}^{-1}$)	50~120
	天然裂缝导流能力/($10^{-15} \text{ m}^2 \cdot \text{m}^{-1}$)	0.1~0.6
	水力裂缝闭合系数/ MPa^{-1}	0.10~0.15
	基质渗透率/ 10^{-15} m^2	0.03~0.10
B	缝高修剪系数	0.3~0.7
	DRV 长度/cm	40~120
	水力裂缝导流能力/($10^{-15} \text{ m}^2 \cdot \text{m}^{-1}$)	80~250
	天然裂缝导流能力/($10^{-15} \text{ m}^2 \cdot \text{m}^{-1}$)	5~20
	水力裂缝闭合系数/ MPa^{-1}	0.08~0.12
	基质渗透率/ 10^{-15} m^2	0.03~0.20
H	缝高修剪系数	0.2~0.7
	DRV 长度/cm	50~95
	水力裂缝导流能力/($10^{-15} \text{ m}^2 \cdot \text{m}^{-1}$)	10~150
	天然裂缝导流能力/($10^{-15} \text{ m}^2 \cdot \text{m}^{-1}$)	0.1~10
	水力裂缝闭合系数/ kPa^{-1}	0.25~0.70
	基质渗透率/ 10^{-15} m^2	0.008~0.040

5%、5%，日产水量的相对误差标准分别为20%、10%、10%。相对误差标准对自动历史拟合工作流中的模拟案例进行筛选，共优选出50组与历史数据更为匹配的方案。历史拟合最优解为50组优选方案中误差最

小的方案，并将最优方案的模拟结果与历史数据进行对比，井底流压与日产水量曲线基本保持一致（图8），有效验证了双重智能拟合校正后的产能预测数值模型的合理性。

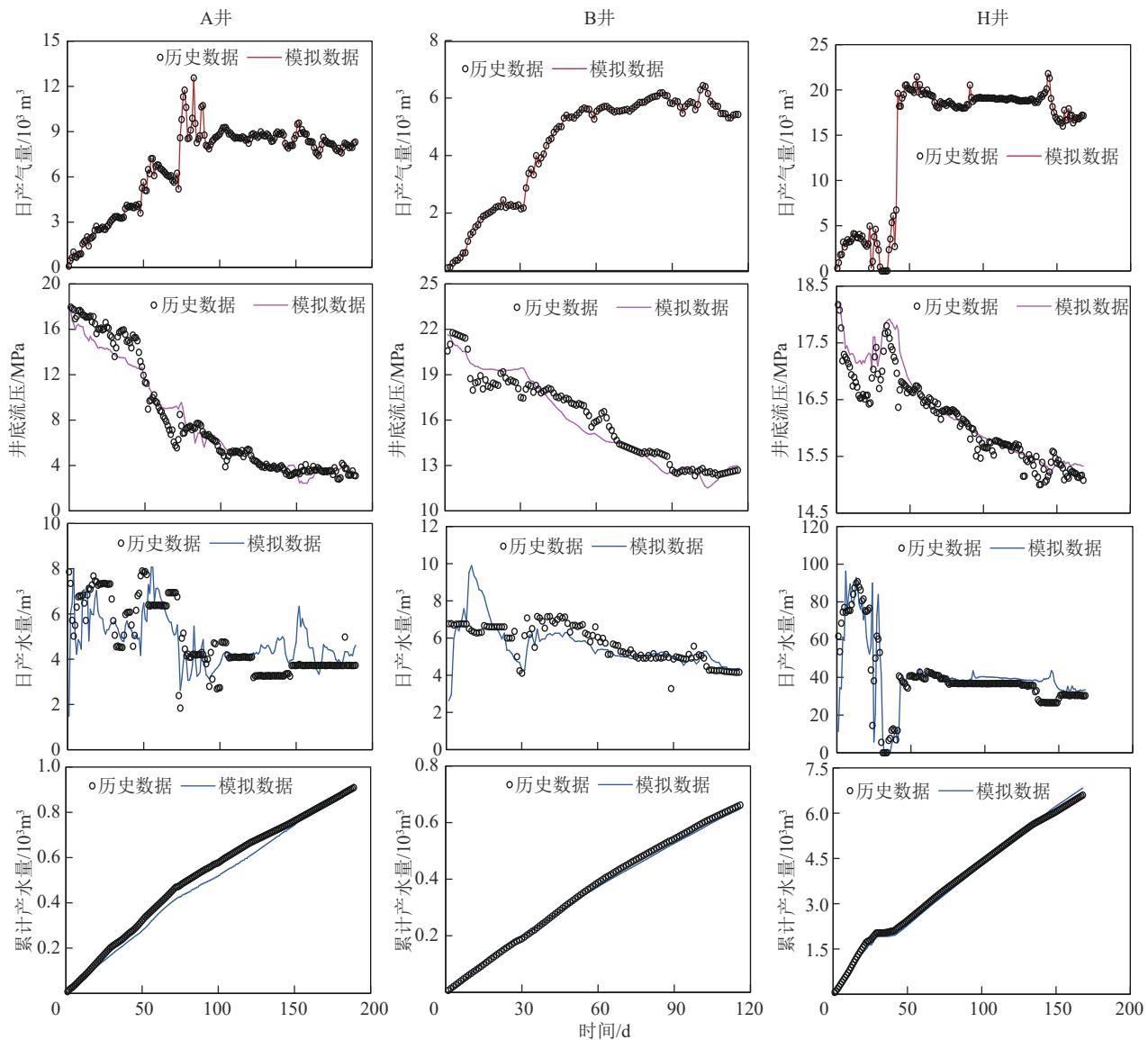


图8 A、B、H井历史拟合最优方案

Fig.8 Representative best match of BHP, water flow rate and cumulative water production for Well A, Well B and Well H

通过对不确定参数反演结果进行统计分析，可以得到在压裂-产能双重智能拟合校正下的有效裂缝参数和最优组合方案，有效裂缝参数指得是对产气有贡献的裂缝参数，压后形成的裂缝可能发生导流能力下降，甚至闭合，导致真正的产液体积或称气体泄流体积(DRV)小于压后的储层改造体积(SRV)。不确定参数反演结果见表9。A井的有效裂缝高度为压后总裂缝高度的65.08%，有效缝长为压后总缝长的51.86%。B井的有效裂缝高度为压后总裂缝高度的77.21%，有效缝长为压后总缝长的87.96%。H井的有效裂缝高

度为压后总裂缝高度的74.2%，有效缝长为压后总缝长的93.28%。此外，还可以校准其他参数，如裂缝导流能力、闭合系数、基质渗透率等。因此，基于压裂-产能双重智能拟合校正后的模型，获得了误差范围内的最优参数组合方案，能确保后续的DRV与SRV量化评价、EUR预测结果的可靠性。

3.2 长期产能预测

A、B、H井历史拟合后进行长期产能预测，模拟过程中井底流压分别下降至0.5、10.0、10.0 MPa。以定井底流压生产15 a后，A、B、H井累计产气量分别

为 0.35×10^8 、 0.31×10^8 、 $0.89 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图9)。A井的SRV、DRV和DRV/SRV之比分别为 $238.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $51.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、0.2149。B井的SRV、DRV、DRV/SRV之比分别为 $213.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $49.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、0.2307。H

井的SRV、DRV、DRV/SRV之比分别为 $452.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $138.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、0.3056(图10)。综合对比,H井的EUR分别是A、B井的2.54、2.87倍,SRV分别是A、B井的1.89、2.12倍,DRV分别是A、B井的2.70、2.81倍。

表9 不确定参数反演结果

Table 9 Calibration of uncertain parameters

项目	A		B		H	
	最优解	P50	最优解	P50	最优解	P50
有效裂缝高度/m	9.05	9.08	12.28	12.31	11.2	11.14
有效裂缝半长/m	80.52	78.09	154.54	160.88	86.75	84.80
水力裂缝导流能力/($10^{-15} \text{ m}^2 \cdot \text{m}^{-1}$)	58.75	56.82	174.4	166.14	88.03	92.57
水力裂缝闭合系数/MPa ⁻¹	0.12	0.13	0.11	0.12	0.29	0.30
天然裂缝导流能力/($10^{-15} \text{ m}^2 \cdot \text{m}^{-1}$)	0.18	0.23	11.91	12.07	8.29	8.65
基质渗透率/ 10^{-15} m^2	0.034	0.035	0.200	0.200	0.038	0.036

注:Pn为分位值(quantile),是一个统计概念,用于将一组数据按照大小进行划分,并确定每个划分所包含的数据的百分比。下同。

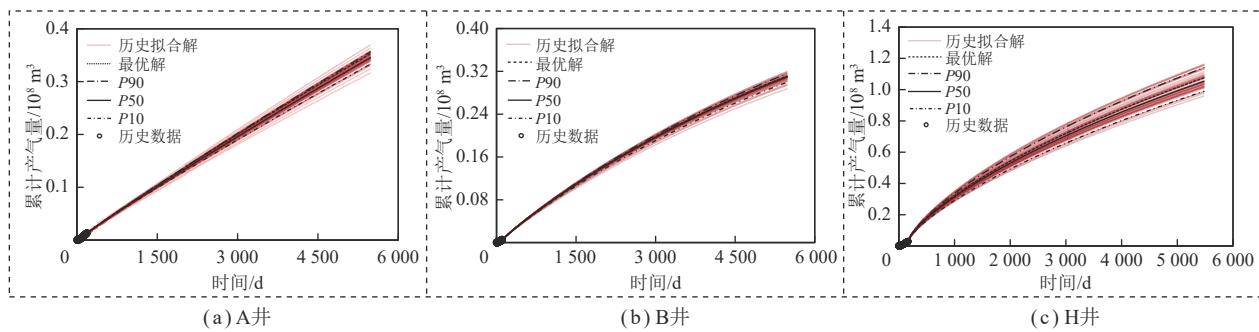


图9 A、B、H井生产15 a EUR概率预测

Fig.9 15-year EUR probabilistic prediction of Well A, Well B and Well H

4 深部煤层气产能主控多因素分析

H井为水平井,其改造体积和EUR远高于A、B井。针对于定向井,虽然B井的压裂规模大于A井,同时含气量也大于A井,但B井的有效裂缝体积DRV以及EUR低于A井,推测产生的主要原因有:
①前置酸类型差异,B井采用盐酸,A井采用固体酸,推测针对神府区块8+9号煤层特征,固体酸提高导流能力的效果优于盐酸;
②封口支撑剂的差异,B井封口支撑剂采用30/50目石英砂,A井采用20/40目石英砂,推测由于20/40目石英砂粒径更大,因此使用20/40目石英砂封口后近井筒地带具有更高的导流能力;
③地应力的差异,B井煤层最小水平主应力为47.7 MPa,高于A井的39.8 MPa,B井在压裂结束后,水力裂缝与天然裂缝受地应力的影响闭合程度高于A井,导致B井导流能力低于A井;
④井底流压下降速度的差异,B井井底流压下降速度为0.0830 MPa/d,由于B井井

底流压下降速度快,导致B井煤层发生的应力敏感更强,煤层渗透率降低,同时也可能有煤粉运移堵塞孔喉,进而导致产能降低。

由于地层非均质性以及压裂规模等的差异,同一区块深部煤层气井压后增产改造效果差异性较大,为了进一步厘清影响深部煤层气产能的主控因素、弥补3口典型井应用案例具有片面性的问题,本文统计了投产时长近似的共计24口神府区块深煤层压裂直/定向井地质、工程和产能数据资料,开采层位均位于8+9号煤层(埋深988.0~2 464.5 m),均采用上述提及的大规模体积压裂技术,压后单井最高日产气量达12 558 m³,平均单井日产量4 097.3 m³。针对大规模体积压裂适用性研究的目标,本文在工程参数上主要针对施工规模进行分析,包括排量、总液量、总砂量、加砂强度,其中加砂强度定义为单位压裂厚度的用砂量,单位为m³/m。地质参数上主要选择影响深部煤层气高产关键因素的资源富集表征参数,包括煤层厚度

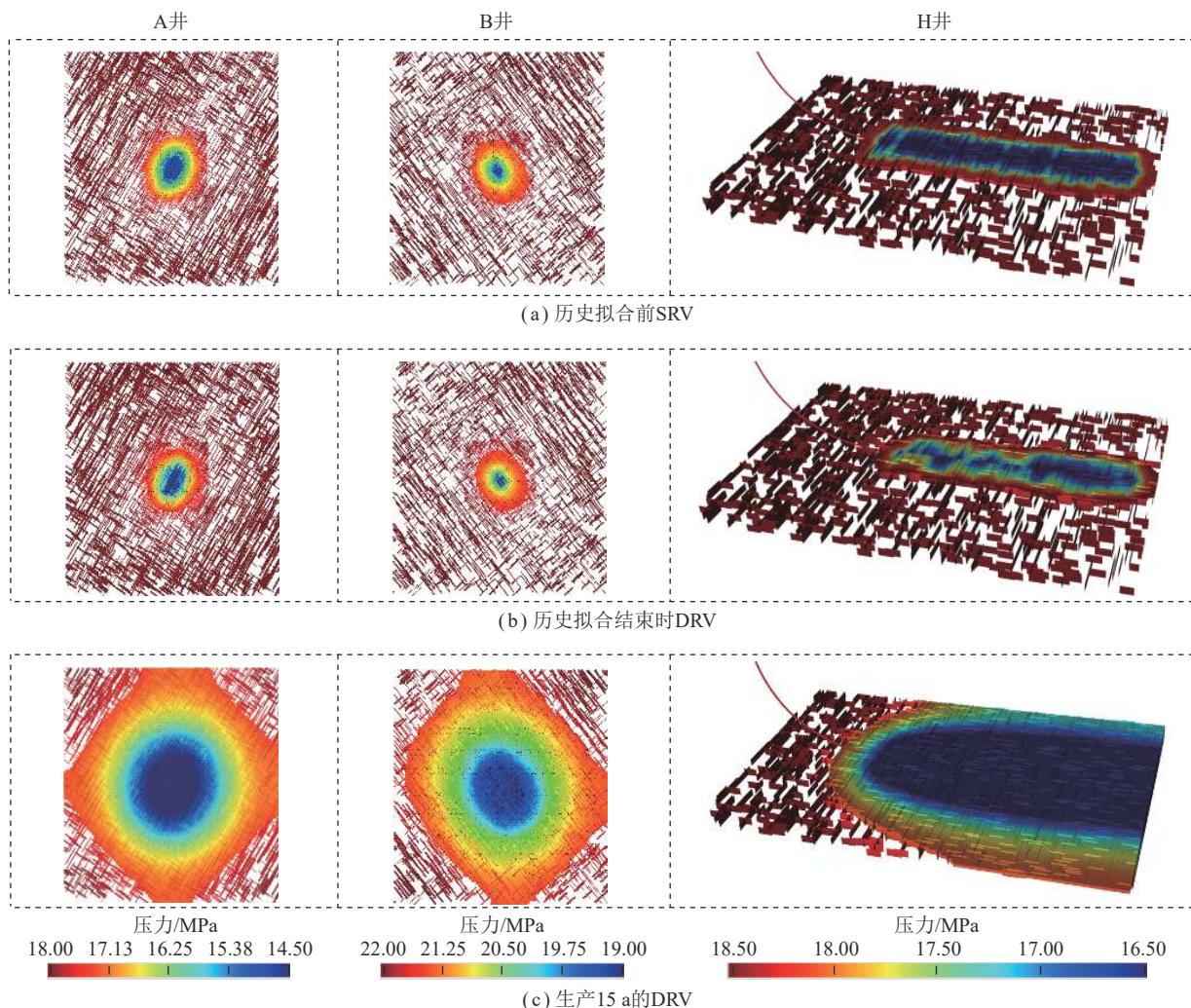


图 10 不同时刻 A、B、H 井的压力云图

Fig.10 Pressure contours of Wells A, B, H at different production times

和含气量。由于本区块深煤层物性特征非均质性强，其余地质因素，如 GSI 值、渗透率、孔隙度、游离气含量、压力系数等，难以建立与产能的直接定量联系，因此本文并未进行选择分析。以上影响因素都与产气量呈正相关关系，为了进一步明确地质和工程因素对产气量的影响程度，采用随机森林算法对多因素的贡献度进行排序（图 11）。随机森林主要用于处理多因素之间的非线性关系，识别变量之间的相关性及各类因素对输出变量的影响程度。由于水平井整体施工规模较大，并且不同井之间分段分簇参数的差异性，单段或单簇施工规模难以与直/定向井进行比较，因此本文主控因素分析并未包含 H 井在内的水平井，即排除了井型的影响。

结果分析可知，峰值产气量的影响因素排序：含气量 > 煤层厚度 > 加砂强度 > 总砂量 > 总液量 > 排量；累计产气量的影响因素排序：含气量 > 加砂强度 > 总砂量 > 总液量 > 煤层厚度 > 排量。含气量直接影响煤层内可采气体的总量，较高的含气量说明煤层内

气源充足，且随着降压排采的进行，越来越多的甲烷气体得以解吸、扩散、渗流到井筒，因此对峰值产气量与累计产气量均有重要影响。煤层厚度直接决定了煤层内可采气体的总量，而且较厚的煤层可以产生更大的缝高，短时间内对峰值产气量影响较高；然而，在长期生产过程中，由于应力敏感性，支撑剂可能嵌入到煤层中或发生破碎，导致水力裂缝部分闭合，纵向上支撑缝高降低，因此煤层厚度对累计产气量的影响减弱。加砂强度对峰值产气量与累计产气量均有重要影响，较高的加砂强度可以确保支撑剂在裂缝中实现均匀分布，使裂缝在整个生产周期内保持较高的导流能力，促进气体流动。总砂量对累计产气量，即长期生产的影响更为显著，总加砂量的增加有助于增大有效缝网范围，防止裂缝闭合，提高长期导流能力，特别是采用多粒径组合支撑剂有助于提升各尺度裂隙的长期有效导流能力。总液量会影响水力裂缝形态，较多的液量可以促进水力裂缝的延伸并激活天然裂缝、增加缝网复杂度，特别是提高前置液量或比例，有

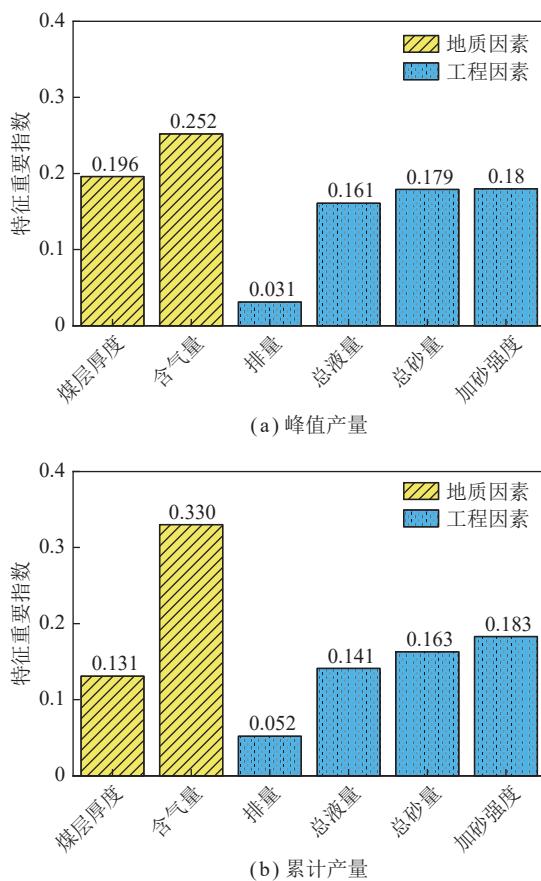


图 11 各因素与产气量随机森林特征值分析结果

Fig.11 Impact factors for gas production based on Random Forest Analysis

助于提高造缝体积,进而提高气体泄流体积,因此总液量对累计产气量的影响较为显著。相较于其他因素,排量对产气量的影响相对较小,但是大排量有助于提升缝内净压力、造优势主缝、沟通更多层理面、促进支撑剂向裂缝远端铺置,因此,排量大小的选择可主要依据加砂规模和施工难易程度。综上所述,影响产能的关键因素需从地质与工程多角度、多因素综合考虑与分析,而不能单纯建立压裂规模与产量的直接联系。

5 结 论

(1) 鄂尔多斯盆地东缘神府区块深部煤层气压裂实践证明,以“极限动用+均衡扩展+有效支撑”为设计理念、以“少段多簇适度密切割+等孔径深穿透限流射孔+复合液造缝(高黏液体破岩+低黏液体造复杂缝)+大排量高强度加砂+前置酸液降低破裂压力+多粒径组合支撑剂”为技术核心,是适用于深煤层改造的有效手段。压后直/定向井最高日产气量超过 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$,水平井最高日产气量超过 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$,实现了鄂尔多斯盆地深部煤层气高效开发的突破,颠覆了常规

煤层气储层的改造方式,改变了业界对深部煤层气开发“深度禁区”的认识,有望为其他深部煤层气井大规模压裂提供方案指导与工程参数借鉴。

(2) 与直/定向井相比,水平井可以最大限度沟通储层与井筒的接触面积、增大储层改造体积、提高煤层导流能力、提高单井产量和可采储量 EUR,达到快速增储上产的目的。因此,鄂尔多斯盆地东缘区块可以采用以水平井为主的部署策略,水平井作为主力开发方式,直井与定向井作为特定条件下的补充手段,以满足不同地质条件和开发阶段的需求,特别是大井台多井组多井型相结合的开采方案。

(3) 压裂规模(入井总砂量、入井总液量、加砂强度、平均砂比、最大排量、前置液比例等)是影响裂缝形态的主控因素,随着压裂规模的增大,主缝缝长、主缝体积、天然裂缝激活程度和缝网体积均呈现线性上升趋势,缝高主要受煤层垂厚、顶底板岩性和储/隔层力学性质差异的影响。对于峰值产气量,各因素影响程度由大到小分别为:煤层含气量、煤层厚度、加砂强度、总砂量、总液量、排量。对于累计产气量,各因素影响程度由大到小分别为:煤层含气量、加砂强度、总砂量、总液量、煤层厚度、排量。

(4) 从中浅层到深部煤层气开发,储层改造发生了革命性变化,改造方式由“主缝”到“复杂缝网”立体转变,包括排量提升、加砂强度提高、压裂液体系转变、支撑剂多粒径组合优选等。为了实现深部煤层气规模效益开发,在考虑降本增效的前提下,大井台丛式井“工厂化”钻完井作业模式结合智能化一键式决策系统将是未来的发展趋势。

参 考 文 献(References):

- [1] 米立军,朱光辉.鄂尔多斯盆地东北缘临兴—神府致密气田成藏地质特征及勘探突破[J].中国石油勘探,2021,26(3): 53–67.
MI Lijun, ZHU Guanghui. Geological characteristics and exploration breakthrough in Linxing-Shenfu tight gas field, northeastern Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3): 53–67.
- [2] 秦勇,申建,史锐.中国煤系气大产业建设战略价值与战略选择[J].煤炭学报,2022,47(1): 371–387.
QIN Yong, SHEN Jian, SHI Rui. Strategic value and choice on construction of large CMG industry in China[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(1): 371–387.
- [3] 王作乾,范喆,陈希,等.2022年度全球油气开发现状、形势及启示[J].石油勘探与开发,2023,50(5): 1016–1031, 1040.
WANG Zuoqian, FAN Zhe, CHEN Xi, et al. Global oil and gas development in 2022: Situation, trend and enlightenment[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(5): 1016–1031, 1040.
- [4] 朱光辉,李本亮,李忠诚,等.鄂尔多斯盆地东缘非常规天然气勘探实践及发展方向:以临兴—神府气田为例[J].中国海上油气,2022,

- 34(4): 16–29, 261.
- ZHU Guanghui, LI Benliang, LI Zhongcheng, et al. Practices and development trend of unconventional natural gas exploration in eastern margin of Ordos Basin: Taking Linxing-Shenfu gas field as an example[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(4): 16–29, 261.
- [5] 门相勇, 娄钰, 王一兵, 等. 中国煤层气产业“十三五”以来发展成效与建议[J]. *天然气工业*, 2022, 42(6): 173–178.
- MEN Xiangyong, LOU Yu, WANG Yibing, et al. Development achievements of China's CBM industry since the 13th Five-Year Plan and suggestions[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(6): 173–178.
- [6] JOHNSON R C, FLORES R M. Developmental geology of coalbed methane from shallow to deep in Rocky Mountain Basins and in Cook Inlet–Matanuska Basin, Alaska, U. S. A. and Canada[J]. *International Journal of Coal Geology*, 1998, 35(1/2/3/4): 241–282.
- [7] 李勇, 徐立富, 张守仁, 等. 深煤层含气系统差异及开发对策[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(2): 900–917.
- LI Yong, XU Lifu, ZHANG Shouren, et al. Gas bearing system difference in deep coal seams and corresponded development strategy[J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(2): 900–917.
- [8] ZHANG S, TANG S, QIAN Z, et al. Evaluation of geological features for deep coalbed methane reservoirs in the Dacheng Salient, Jizhong Depression, China[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2014, 133: 60–71.
- [9] 徐凤银, 王成旺, 熊先钱, 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.
- [10] 谢和平, 鞠杨, 高明忠, 等. 煤炭深部原位流态化开采的理论与技术体系[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(5): 1210–1219.
- XIE Heping, JU Yang, GAO Mingzhong, et al. Theories and technologies for in situ fluidized mining of deep underground coal resources[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(5): 1210–1219.
- [11] 王绪性, 郭布民, 袁征, 等. 深煤层CO₂泡沫压裂技术及适用性研究[J]. *煤炭技术*, 2019, 38(1): 108–110.
- WANG Xuxing, GUO Bumin, YUAN Zheng, et al. CO₂ foam fracturing technology and applicability in deep coal seam[J]. *Coal Technology*, 2019, 38(1): 108–110.
- [12] YEKEEN N, PADMANABHAN E, IDRIS A K. A review of recent advances in foam-based fracturing fluid application in unconventional reservoirs[J]. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2018, 66: 45–71.
- [13] 卢义玉, 李瑞, 鲜学福, 等. 地面定向井+水力割缝卸压方法高效开发深部煤层气探讨[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(3): 876–884.
- LU Yiyu, LI Rui, XIAN Xuefu, et al. Discussion on the efficient exploitation method of deep coalbed methane with pressure relief by ground directional well+hydraulic slotting[J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(3): 876–884.
- [14] 黄中伟, 李国富, 杨睿月, 等. 我国煤层气开发技术现状与发展趋势[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(9): 3212–3238.
- HUANG Zhongwei, LI Guofu, YANG Ruiyue, et al. Review and development trends of coalbed methane exploitation technology in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(9): 3212–3238.
- [15] 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.
- [16] 闫霞, 徐凤银, 张雷, 等. 微构造对煤层气的控藏机理与控产模式[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(2): 893–905.
- YAN Xia, XU Fengyin, ZHANG Lei, et al. Reservoir-controlling mechanism and production-controlling patterns of microstructure to coalbed methane[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(2): 893–905.
- [17] 桑树勋, 韩思杰, 周效志, 等. 华东地区深部煤层气资源与勘探开发前景[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(4): 403–415.
- SANG Shuxun, HAN Sijie, ZHOU Xiaozhi, et al. Deep coalbed methane resource and its exploration and development prospect in East China[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(4): 403–415.
- [18] 姚红生, 陈贞龙, 郭涛, 等. 延川南深部煤层气地质工程一体化压裂增产实践[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(3): 291–296.
- YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, GUO Tao, et al. Stimulation practice of geology-engineering integration fracturing for deep CBM in Yanchuannan Field[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(3): 291–296.
- [19] 薛海飞, 朱光辉, 张健, 等. 深部煤层气水力波及压裂工艺研究及应用[J]. *煤炭技术*, 2019, 38(5): 81–84.
- XUE Haifei, ZHU Guanghui, ZHANG Jian, et al. Research and application of hydraulic networks fracturing technology in deep coalbed methane[J]. *Coal Technology*, 2019, 38(5): 81–84.
- [20] 申鹏磊, 吕帅锋, 李贵山, 等. 深部煤层气水平井水力压裂技术:以沁水盆地长治北地区为例[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(8): 2488–2500.
- SHEN Penglei, LU Shaifeng, LI Guishan, et al. Hydraulic fracturing technology for deep coalbed methane horizontal wells: A case study in North Changzhi Area of Qinshui Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(8): 2488–2500.
- [21] 张占龙, 南树泉, 曹雪健. 氮气泡沫压裂技术在延川南煤层气田深煤层井中的应用[J]. *石化技术*, 2020, 27(12): 119–120, 17.
- ZHANG Zhanlong, NAN Shuquan, CAO Xuejian. Application of nitrogen foam fracturing technology in deep coalbed wells in South Yanchuan CBM field[J]. *Petrochemical Industry Technology*, 2020, 27(12): 119–120, 17.
- [22] 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.
- [23] 高向东, 孙昊, 王延斌, 等. 临兴地区深部煤储层地应力场及其对压裂缝形态的控制[J]. *煤炭科学技术*, 2022, 50(8): 140–150.
- GAO Xiangdong, SUN Hao, WANG Yanbin, et al. In-situ stress field of deep coal reservoir in Linxing Area and its control on frac-

- turing crack[J]. *Coal Science and Technology*, 2022, 50(8): 140–150.
- [24] 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.
- [25] PEIRCE A P P, BUNGER A P P. Interference fracturing: Nonuniform distributions of perforation clusters that promote simultaneous growth of multiple hydraulic fractures[J]. *SPE Journal*, 2015, 20(2): 384–395.
- [26] WU K, OLSON J, BALHOFF M T, et al. Numerical analysis for promoting uniform development of simultaneous multiple-fracture propagation in horizontal wells[J]. *SPE Production & Operations*, 2017, 32(1): 41–50.
- [27] 刘雨舟, 张志坚, 王磊, 等. 国内变黏滑溜水研究进展及在川渝非常规气藏的应用[J]. *石油与天然气化工*, 2022, 51(3): 76–81, 90.
LIU Yuzhou, ZHANG Zhijian, WANG Lei, et al. Research progress of variable viscosity slick water in China and its application in unconventional gas reservoirs in Sichuan and Chongqing[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2022, 51(3): 76–81, 90.
- [28] 李国璋. 煤系气合采产层贡献及其预测模型: 以鄂尔多斯盆地临兴—神府地区为例 [D]. 徐州: 中国矿业大学, 2020: 13–32.
LI Guozhang. Contribution and its prediction model of production strata for joint CMG Mining: A Case from Linxing-Shenfu Area in Ordos Basin, China [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2020: 13–32.
- [29] GU H, WENG X. Criterion For Fractures Crossing Frictional Interfaces At Non-orthogonal Angles[C]//Proceedings of the 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th US-Canada Rock Mechanics Symposium, F, 2010. ARMA-10-198.
- [30] RENSHAW C E, POLLARD D D. An experimentally verified criterion for propagation across unbounded frictional interfaces in brittle, linear elastic materials[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1995, 32(3): 237–249.
- [31] WU K, OLSON J E. Numerical investigation of complex hydraulic-fracture development in naturally fractured reservoirs[J]. *SPE Production & Operations*, 2016, 31(4): 300–309.
- [32] WU K, OLSON J E. A simplified three-dimensional displacement discontinuity method for multiple fracture simulations[J]. *International Journal of Fracture*, 2015, 193(2): 191–204.
- [33] WU K, OLSON J E. Simultaneous multifracture treatments: Fully coupled fluid flow and fracture mechanics for horizontal wells[J]. *SPE Journal*, 2015, 20(2): 337–346.
- [34] WU K, OLSON J E. Mechanisms of simultaneous hydraulic-fracture propagation from multiple perforation clusters in horizontal wells[J]. *SPE Journal*, 2016, 21(3): 1000–1008.
- [35] OLSON Jon E, WU Kan. Sequential versus Simultaneous Multi-zone Fracturing in Horizontal Wells: Insights from a Non-planar, Multi-frac Numerical Model[C]//Proceedings of the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, F, 2012. SPE-152602-MS.
- [36] TREMAIN Carol M, LAUBACH Stephen E, WHITEHEAD III Neil H. Coal fracture (cleat) patterns in Upper Cretaceous Fruitland Formation, San Juan Basin, Colorado and New Mexico—implications for coalbed methane exploration and development [J]. *Coal Bed Methane of Western North America*, 1991: 49–59.
- [37] YANG Ruiyue, HUANG Zhongwei, YU Wei, et al. A semianalytical method for modeling two-phase flow in coalbed-methane reservoirs with complex fracture networks[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2018, 21(3): 719–732.
- [38] 接铭训. 鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发前景[J]. *天然气工业*, 2010, 30(6): 1–6, 121.
JIE Mingxun. Prospects in coalbed methane gas exploration and production in the eastern Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(6): 1–6, 121.
- [39] 李松, 汤达祯, 许浩, 等. 深部煤层气储层地质研究进展[J]. *地学前缘*, 2016, 23(3): 10–16.
LI Song, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Progress in geological researches on the deep coalbed methane reservoirs[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(3): 10–16.
- [40] 韩文龙, 王延斌, 倪小明, 等. 深部低阶煤层气富集高产评价体系构建——以神府地区为例[C]. 2019年煤层气学术研讨会论文集. 北京: 地质出版社, 2019.
- [41] LI G. Coal reservoir characteristics and their controlling factors in the eastern Ordos Basin in China[J]. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2016, 26(6): 1051–1058.