

引用格式:韩明哲,杨小平,马文峰,等.二连盆地低阶煤地质工程一体化压裂技术实践[J].油气藏评价与开发,2025,15(6):1070-1079.

HAN Mingzhe, YANG Xiaoping, MA Wenfeng, et al. Application of integrated geological-engineering fracturing technology in low-rank coal of Erlian Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(6): 1070-1079.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.06.013

二连盆地低阶煤地质工程一体化压裂技术实践

韩明哲^{1,3}, 杨小平^{1,3}, 马文峰^{1,3}, 肖梦媚^{1,3}, 王璇^{1,3}, 刘侯含^{1,3}, 贾巍^{1,3}, 方慧丽^{1,3}, 张洋^{2,3}, 连小华^{2,3},
王青川^{3,4}, 聂志昆^{2,3}

(1. 中国石油华北油田分公司油气工艺研究院, 河北任丘 062552; 2. 中国石油华北油田分公司勘探开发研究院, 河北任丘 062552; 3. 河北省低渗特低渗油气藏储层改造重点实验室, 河北任丘 062552; 4. 中国石油华北油田分公司山西煤层气勘探开发分公司, 山西长治 046000)

摘要:中国低阶煤煤层气资源量约为 $10.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 其中二连盆地群占总资源量的四分之一, 具有大规模工业开发潜力。二连盆地吉尔嘎朗图区块煤层具有低阶煤(镜质体反射率为 0.35%)、低温(26.6 °C)、低杨氏模量(1 500~2 000 MPa)、低压力系数(1.02~1.03)、低含气量(1.8 m³/t)、超低延伸应力(7 MPa)、巨厚煤层(垂直厚度 40~128 m)“六低一厚”的特点。前期勘探评价 22 口井, 由于对地质认识不深入、工艺体系不成熟、技术方案不匹配等因素, 各井在压裂投产后均未取得理想产气效果。该研究在深化研究区地质条件认识基础上, 明确开发存在的关键问题, 认识到低含气量需要体积压裂获取工业气量, 温度低需要攻关低温破胶技术防止储层伤害, 巨厚煤层需要优选优质主力层段集中改造, 低压力系数需要降低泥浆漏失与压裂液滤失, 塑性强需要克服支撑剂嵌入对导流能力的影响。在厘清压裂改造难点后, 针对性攻关形成了基于地质工程一体化压裂理念的低煤阶水平井聚能分段体积压裂技术。修正机械比能模型, 计算煤岩破碎指数进行煤岩可压性评价, 进而优选出地质工程双“甜点”集中压裂改造。升级低温可溶桥塞+射孔联作压裂工艺, 光套管泵注提供高排量压裂施工空间。匹配射孔参数, 射孔长度 2 m, 孔密 16 孔/m, 相位角 60°螺旋射孔。优化压裂规模与强度, 设计压裂液量 1 500 m³/段, 加砂用量 180 m³/段, 排量 18 m³/min。研发低温、低质量浓度、低伤害胍胶压裂液体系, 采用粒径分别为 0.106~0.212 mm、0.212~0.425 mm、0.425~0.850 mm 的组合加砂方式。在研究区 JP1 井现场成功应用, 压后稳定日产气量突破 4 000 m³, 成为中国低阶煤套管压裂水平井产量最高单井, 有力助推了中国低阶煤煤层气效益开发进程。

关键词: 二连盆地; 低阶煤; 煤岩可压性; 加砂压裂; 地质工程一体化

中图分类号: TE375

文献标识码: A

Application of integrated geological-engineering fracturing technology in low-rank coal of Erlian Basin

HAN Mingzhe^{1,3}, YANG Xiaoping^{1,3}, MA Wenfeng^{1,3}, XIAO Mengmei^{1,3}, WANG Xuan^{1,3}, LIU Yuhan^{1,3}, JIA Wei^{1,3}, FANG Huili^{1,3},
ZHANG Yang^{2,3}, LIAN Xiaohua^{2,3}, WANG Qingchuan^{3,4}, NIE Zhikun^{2,3}

(1. Oil and Gas Technology Research Institute, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu, Hebei 062552, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu, Hebei 062552, China; 3. Hebei Provincial Key Laboratory of Reservoir Reconstruction for Low and Ultra-Low Permeability Oil & Gas Reservoirs, Renqiu, Hebei 062552, China; 4. Shanxi Coalbed Methane Exploration and Development Company, PetroChina Huabei Oilfield Company, Changzhi, Shanxi 046000, China)

Abstract: Low-rank coalbed methane (CBM) resources in China are approximately $10.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$, with the Erlian Basin group accounting for one-quarter of the total, indicating significant potential for large-scale industrial development. The coal reservoirs in the Jiergalantu block of the Erlian Basin are characterized by six “lows” and one “thick”: low coal rank (vitrinite reflectance R_o of 0.35%), low temperature (26.6 °C), low Young's modulus (1 500 to 2 000 MPa), low pressure coefficient (1.02 to 1.03), low gas content (1.8 m³/t), ultra-low tensile stress (7 MPa), and an extremely thick coal seam (vertical thickness of 40 to 128 m). In the early exploration and evaluation stage, 22 wells were fractured and put into production. However, none achieved ideal gas production output due to insufficient geological understanding, immature engineering techniques, and mismatched technical designs. Based on an enhanced understanding of the geological conditions, this study identified the key challenges to development. The low gas content necessitated volume fracturing to achieve industrial-scale gas

收稿日期: 2024-09-19。

第一作者简介: 韩明哲(1995—), 男, 硕士, 工程师, 现从事煤层气压裂工艺技术研究工作。地址: 河北省沧州市任丘市会战南道 05 号, 邮政编码: 062552。E-mail: 349822586@qq.com

production. The low temperature required breakthroughs in low-temperature gel-breaking technology to prevent reservoir damage. The extremely thick coal seam necessitated careful selection of high-quality main layers for concentrated stimulation. The low pressure coefficient required strategies to reduce mud loss and fracturing fluid filtration. The strong plasticity required measures to mitigate the impact of proppant embedment on fracture conductivity. After clarifying and addressing these challenges, the research established an integrated geological-engineering fracturing strategy for low-rank coal horizontal wells using energy-focused staged volume fracturing technology. The mechanical specific energy model was modified to calculate the coal rock breakage index, thereby enabling the evaluation of coal fracability and identification of geological-engineering dual "sweet spots" for focused stimulation. A combined fracturing technique of low-temperature soluble bridge plug and perforation was upgraded, and the unperforated casing pumping was used to facilitate adequate operational space for high-displacement fracturing. Perforation parameters were optimized as follows: perforation length of 2 m, hole density of 16 holes/m, and a 60° phased spiral perforation. The fracturing scale and intensity were optimized, with a designed fluid volume of 1 500 m³ per stage, sand addition volume of 180 m³ per stage, and a displacement rate of 18 m³/min. A low-temperature, low-concentration, and low-damage guar gum fracturing fluid system was developed, and a combination of sand addition schemes was used with particle sizes of 0.106~0.212 mm, 0.212~0.425 mm, and 0.425~0.850 mm. This integrated technology was successfully applied to well JP1 in the research area. After fracturing, the well achieved a stable gas production rate exceeding 4 000 m³/day, making it the highest-producing single well among low-rank CBM horizontal wells with cased-hole fracturing in China. This successful application effectively promotes the efficient development of low-rank CBM in China.

Keywords: Erlian Basin; low-rank coal; coal fracability; sand fracturing; geological-engineering integration

中国低阶煤煤层气资源量约为 $10.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占全国煤层气总资源量的 34.5%, 集中分布在西北、华北和东北地区, 南方和青藏高原仅零星分布^[1]。随着沁水盆地高阶煤建成规模化数字化煤层气田, 鄂尔多斯盆地东缘深部中阶煤煤层气取得高产突破^[2-3], 中国低阶煤煤层气规模效益开发亟待攻关^[4]。其中, 二连盆地群经过煤层气资源量普查, 含煤面积约为 $3.5 \times 10^4 \text{ km}^2$, 煤层气总资源量约为 $2.58 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 煤层以褐煤为主。“十三五”前在吉尔嘎朗图区块勘探评价 22 口直井^[5], 但因巨厚煤层与低含气量的开发矛盾, 水平缝人工裂缝形态缝高, 难以扩展的改造矛盾, 低温低压带来的一系列工程技术矛盾, 压裂投产后产气效果一般。从地质工程一体化开发思路出发, 优选巨厚主力煤层 IV-2 煤组, 采用 L 型上倾水平井井型, 最大化单井控储体积。利用地质测录井数据, 结合工程可压性评价, 进行地质工程双“甜点”优选。基于水平缝特征, 以提液量、提排量、提砂量的“三提”压裂理念, 升级压裂工艺, 优化压裂参数, 对双“甜点”层位进行大规模光套管加砂压裂。JP1 井压后稳定日产气量突破 4 000 m³, 为中国低阶煤煤层气产业化规模化商业化开发提供参考^[6-19]。

1 研究区地质概况

1.1 煤层发育情况

吉尔嘎朗图凹陷地层发育从属于二连盆地群^[20], 含煤地层主要为中、下侏罗统阿拉坦合力群及下白垩统巴彦花群赛汉塔拉组。其中, 白垩系赛汉塔拉组煤层厚度大, 最大超过 200 m, 埋深集中介于 300~700 m, 是勘探开发的主要目的层。

早白垩世赛汉塔拉组地层从上到下依次划分为 6 个煤组。IV 煤组以巨厚煤组沉积为主, 根据岩性、电性和沉积旋回, 自上而下依次划分为 IV-1、IV-2、IV-3 这 3 个四级层序类型。IV-2 煤组是区域沉积最稳定的 1 套煤组, 聚煤中心同样位于洼槽区, 为 1 套巨厚单煤组, 厚度介于 40~128 m (图 1)。

1.2 煤阶及煤岩类型

煤热演化程度低, 尚未达到大量生烃阶段, 生物气特征明显^[21-22]。煤层镜质体反射率介于 0.26%~0.45%, 平均 0.35%, 属低阶褐煤。

宏观煤岩类型以半暗煤为主, 有少量暗淡煤和光亮煤。早白垩世赛汉塔拉组 IV 煤组镜质组质量分数介于 73.8%~82%, 平均 79.13%。煤岩显微组分以镜质组为主, 有少量壳质组。IV-2 煤组灰分含气量最低, 平均 9.6%, 属中一低灰分煤。

1.3 孔隙度及渗透率

评价井取心资料显示, IV 煤组孔隙度介于 12.6%~16.3%, 平均 13.9%, 为中等孔隙储集空间型储层。

注入压降试井资料分析研究表明: 主力煤层 IV-2 煤组的渗透率介于 $0.28 \times 10^{-3} \sim 4.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (2 个样品), 为低渗透型储层。

1.4 含气性

IV 煤组兰氏体积介于 2.6~9.4 m³/t, 平均 5.8 m³/t, 兰氏压力介于 2.2~10.3 MPa, 平均 4.6 MPa; 基于 IV-2 煤组含气量 (图 2), 含气量介于 1.0~3.1 m³/t, 平均 1.8 m³/t; 含气饱和度介于 73%~99%, 平均 86%。各个煤层含气

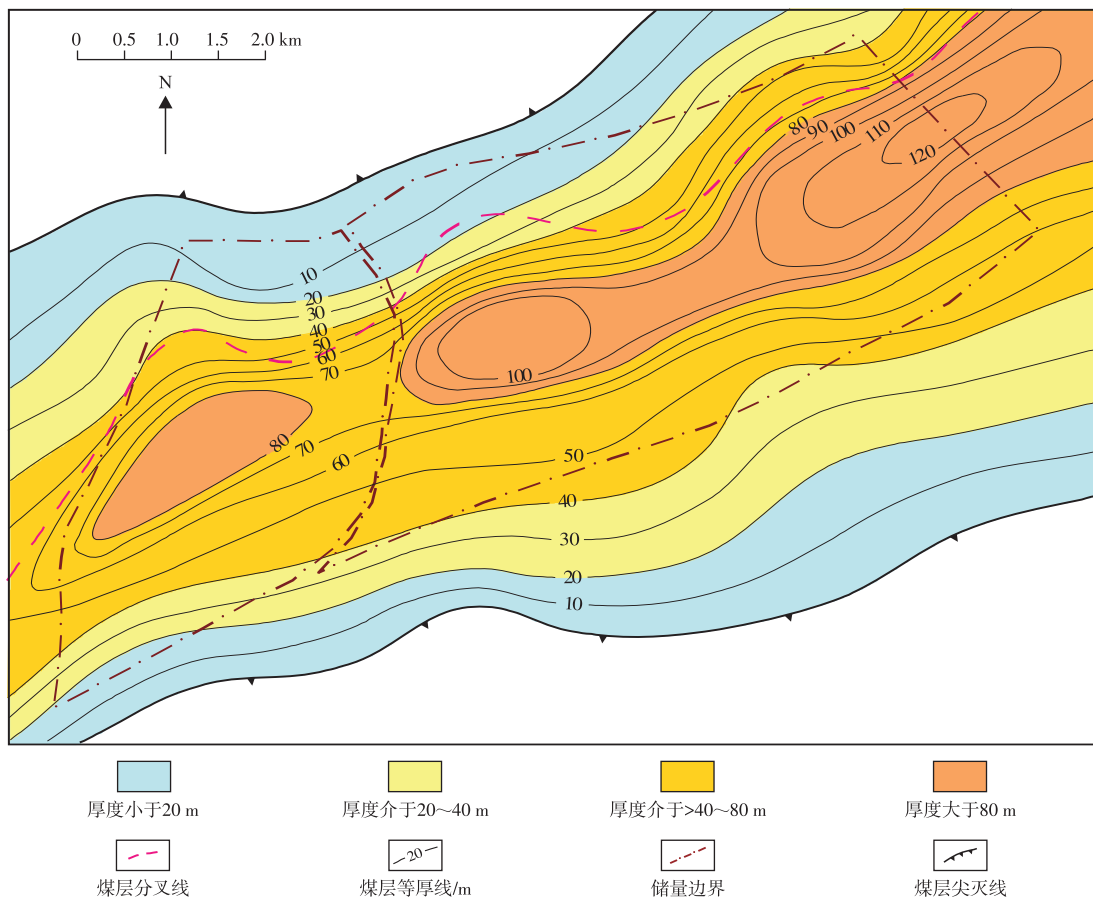


图1 二连盆地吉尔嘎朗图区块早白垩世赛汉塔拉组IV-2煤组等厚图

Fig. 1 Isopach map of IV-2 coal group in Early Cretaceous Saihantala Formation of Jiergalangtu block, Erlian Basin

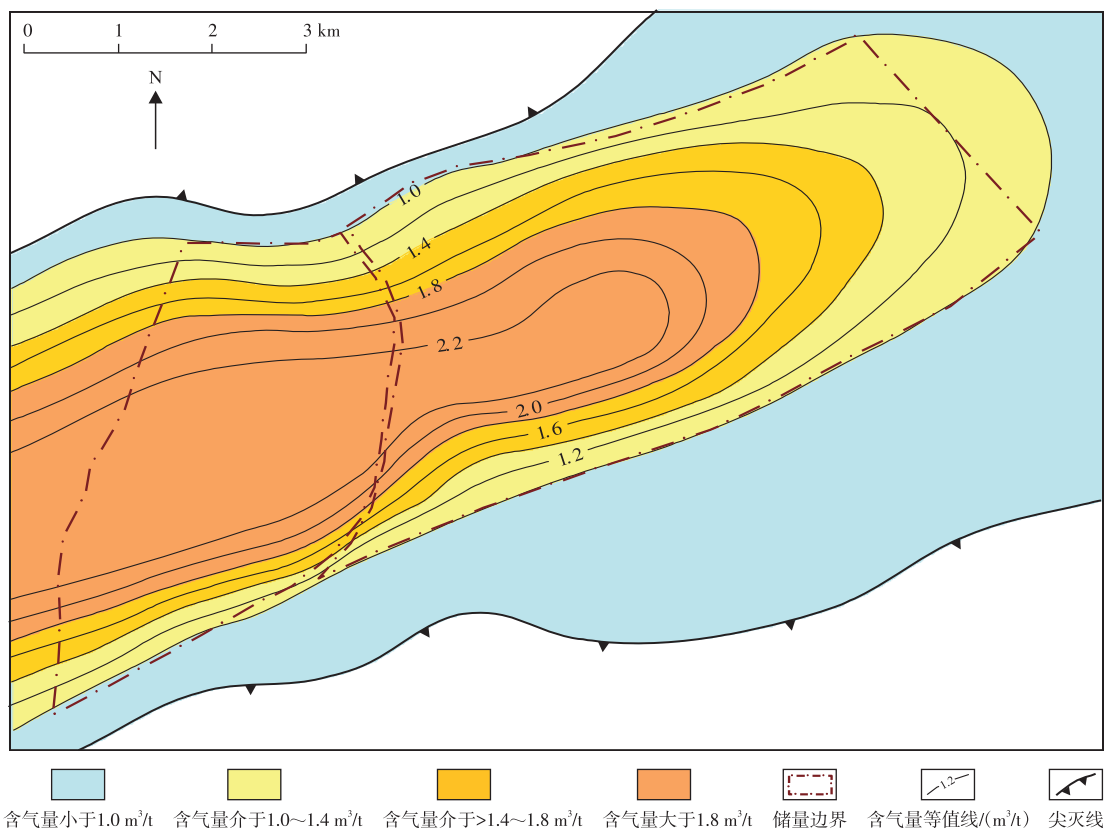


图2 二连盆地吉尔嘎朗图区块IV-2煤组含气量

Fig. 2 Gas content of IV-2 coal group in Jiergalangtu block, Erlian Basin

性均表现出从洼槽区向边部含气量逐渐降低的趋势。纵向上,含气性整体表现出随埋深逐渐升高的趋势(图3)。

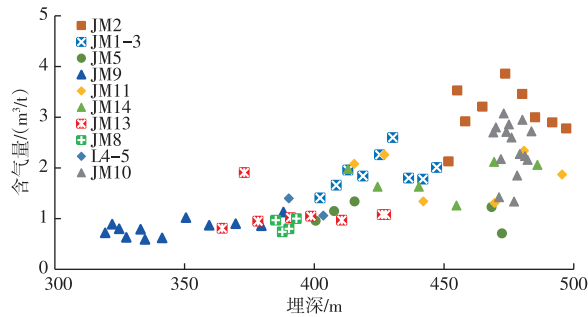


图3 二连盆地吉尔嘎朗图区块含气量与埋深关系

Fig. 3 Relationship between gas content and burial depth in Jiergalangtu block, Erlian Basin

1.5 煤顶底板及水型

顶板以煤层、泥岩为主,底板以泥岩为主,局部发育砂砾岩及煤层,煤层气保存条件较好。区内煤层气井产出水 pH 值介于 7.30~7.80,总矿化度介于 3 000~5 200 mg/L,矿物离子以 Na⁺和 HCO₃⁻为主,水型均为 NaHCO₃。

1.6 温压特征

主力煤层 IV 煤组煤层温度介于 26.0~27.2℃(表 1),煤层压力系数介于 1.02~1.03,属于常温常压气藏。

根据注入压降测试资料计算,水平最大主应力平均 9.33 MPa,水平最小主应力平均 8.12 MPa,水平主应力差

系数较小,平均 0.13,不利于压裂产生长缝。根据测井资料,上覆地层平均密度较小,平均 1.71 g/cm³,垂向应力平均 7.44 MPa(表 2)。

根据压裂裂缝监测成果,压裂裂缝展布方向与断层延伸方向基本保持一致,认为水平主应力主要受局部构造影响,最大主应力方向与断层走向一致。

2 改造难点及前期压裂存在的问题

2.1 改造难点

二连盆地吉尔嘎朗图区块煤储层具有低阶煤、低温、低杨氏模量、低压力系数、低含气量、超低延伸应力、巨厚煤层“六低一厚”的特点,增大了低阶煤改造难度,主要表现在:

1) 低阶煤热演化程度低导致的低含气量,降低了压裂改造效益,使得在相同改造体积下,产气效果大幅低于高阶煤煤储层。

2) 400~500 m 的浅埋深使得地层温度低于 30℃,为压裂液破胶造成了较大压力,增加了储层伤害风险。

3) 区内普遍发育稳定 50 m 以上的巨厚煤层,加上人工裂缝形态以水平缝为主,使得整体动用难度大,资源采收率不高。

4) 低压力系数使得延伸压力较低,钻、完井施工过程中钻井液与水泥浆频繁发生严重漏失,污染带较大;压裂液滤失大,造缝效率低;压裂施工中缝内净压力较低,开缝程度不足。

5) 低于 4 GPa 的低杨氏模量使得支撑剂在缝内嵌入现象严重,建立高导流能力裂缝难度较大。

表 1 二连盆地吉尔嘎朗图区块煤层温度、压力测试数据

Table 1 Measured temperature and pressure data of coal seam in Jiergalangtu block, Erlian Basin

井号	煤组	井段/m	温度/℃	压力系数/(MPa/hm)
JM4	IV 煤组	466.0~471.5	26.0	1.03
JM1-3	IV 煤组	427.5~432.5	27.2	1.03
JM5	IV 煤组	406.0~411.0	26.6	1.02
平均	IV 煤组	435.73	26.6	1.03

表 2 二连盆地吉尔嘎朗图区块低阶煤地应力参数统计

Table 2 Statistics of in-situ stress parameters for low-rank coal in Jiergalangtu block, Erlian Basin

井号	深度/m	上覆地层平均密度/(g/cm ³)	原始地层压力梯度/(MPa/hm)	破裂压力梯度/(MPa/hm)	闭合压力梯度/(MPa/hm)	水平最大主应力/MPa	水平最小主应力/MPa	垂向应力/MPa	水平主应力差系数
JM4	468.7	1.70	1.02	1.76	1.67	8.87	8.16	7.97	0.08
JM1-3	430.0	1.74	1.03	1.95	1.85	10.02	8.32	7.48	0.17
JM5	408.5	1.68	1.03	1.94	1.85	8.95	7.88	6.86	0.12
平均	435.7	1.71	1.03	1.88	1.79	9.33	8.12	7.44	0.13

2.2 前期压裂存在的问题

前期在二连盆地吉尔嘎朗图区块总计勘探评价22口井,压裂投产后均未取得较为理想的产气效果,主要存在以下几方面问题:

1) 一体化工具油管压裂工艺改造强度小,无法彻底释放产能。一体化工具(扩径喷枪)在IV煤组共实施9口井。由于加砂阶段喷嘴刺大喷射能量减弱,压裂规模较小(液量介于400~550 m³,砂量介于10~50 m³),排量较低(5~8 m³/min)等因素,扩边评价井产气效果差,其余直井产气效果整体一般,未获得产量突破(图4)。

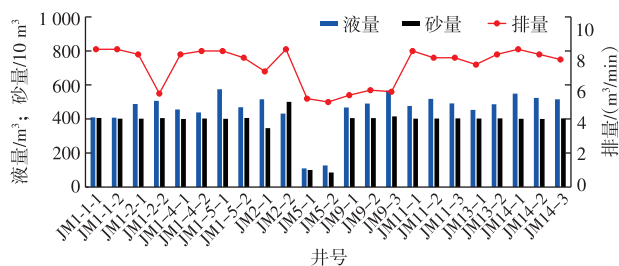


图4 二连盆地吉尔嘎朗图区块一体化工具油管压裂井压裂参数统计

Fig. 4 Statistics of fracturing parameters for wells fractured with integrated tool tubing in Jiergalantu block, Erlian Basin

2) 光套管压裂工艺改造强度大,产气效果好,但分簇射孔压后效果不理想(表3)。井筒内没有油管挤占井内空间,降低了沿程摩阻,使得光套管压裂方式可以进一步提升排量,压后日产气量较油管压裂提升近一倍。但部分井因为分簇原因,且没有限流暂堵措施,使得改造体积降低。在IV煤组累计施工11口井,其中7口井采用集中射孔,4口井采用多簇射孔,多簇射孔井压后日产气量仅为集中射孔井的一半。

表3 光套管压裂参数统计

Table 3 Statistics of fracturing parameters with unperforated casing

压裂工艺	用液强度/ (m ³ /段)	加砂强度/ (m ³ /段)	排量/ (m ³ /段)	日产气量/ (m ³ /d)
集中分压	1 286.68	183	11	2 350
多簇合压	387.00	42	2~4	1 360

3) 喷射造穴工艺纵向控制改造范围高,但改造距离近,压降漏斗小,初期高产后快速递减,难以稳产。喷射造穴工艺是通过多级重复水力喷砂并放喷卸压,近井形成具有方向性的洞穴,并在激荡中造成多条主裂缝^[23]。JM3井2段分层喷射造穴压裂,2段液量均超700 m³,但均因砂堵导致加砂量不足。该井前期达2 000 m³/d的高产气量,但快速递减,反映造穴改造范围小,产能释放受到限制。

压后返排出大量长度为2~7 cm的煤块,近井洞穴可能发生垮塌,并未形成良好通道。同时由于区块渗透率高、滤失严重、压裂液效率低,影响了喷射造穴理念的实践效果。

4) 人工裂缝形态多为水平缝,纵向上控制改造范围小。二连盆地低阶煤埋深浅,垂向应力普遍小于水平应力,水力压裂人工裂缝会克服三向应力中最低的垂向应力,上下张开形成水平缝。裂缝监测结果证明:在压裂施工排量由7~8 m³/min提高至18 m³/min后,缝高基本无变化,进一步证明压后人工裂缝以水平缝为主,提高压裂规模和施工排量并不能有效增加缝高。

5) 直、斜井压裂控制改造范围较小,排采无法形成大面积压降漏斗,供气能力不足,单井产气量较低。区块内目前投产的22口井为直井或斜井,控制的改造范围有限,且各探井相距较远,也没有协同降压条件,各井单井产气量均没有较大突破。

3 低煤阶水平井聚能分段压裂技术

3.1 井型优化

在前期22口直井勘探评价效果深化认识的基础上,对二连盆地低阶巨厚褐煤层的发育情况已认识较为清晰,故而在井型选择上,借鉴沁水盆地高阶煤开发经验,采用水平井获取更大控储体积,同时水平段各段压裂缝网可以实现协同降压。煤层气水平井能够最大限度地沟通煤层微裂隙和裂隙系统,增加井眼在煤层中的波及面积和泄气面积,较定向井能大幅提高单井煤层气产量^[24]。部署先导试验井JP1井,采用二开井身结构方案,一开井段用 $\phi 298.0$ mm牙轮钻头,钻至着陆点,且揭开目的煤层10 m以上,确认煤层无误后,下 $\phi 244.5$ mm表层套管,注水泥全封固上部地层;二开井段用 $\phi 215.9$ mm PDC(聚晶金刚石复合片)钻头,在给定的着陆点、控制点、靶点坐标下钻水平段,水平段长度700 m,从着陆点到完钻点顺小层微微向上抬起,有助于后期在着陆点附近进行连续稳定排水采气。钻达着靶点后下入 $\phi 139.7$ mm技术套管固井,注水泥封固返至地面。

为降低对煤储层的伤害,见煤后使用低伤害低密度(1.01~1.03 g/cm³)可降解聚合物泥浆钻井。

3.2 地质工程双“甜点”优选

针对二连盆地40~80 m的低阶巨厚褐煤层,想要纵向立体全部动用难度非常大,且成本投入会大幅增加,效益大打折扣。因此,需要优选“甜点”主攻口,精准施策,重点突破。

前期压裂投产各井的产气情况差异较大,说明IV煤

组纵向存在较强的非均质性,为集中压裂力量,避免无效压裂,需要进行煤储层“甜点”精细识别与评价。利用核磁评价煤储层孔隙结构、电成像评价割理发育程度,结合常规测井特征,通过煤储层综合评价,对巨厚煤体地质品质进行精细刻画。纵向上将IV煤组划分为4种类型,其中,“甜点”段在核磁孔隙结构显示吸附孔占比20%~25%、渗流孔占比8%~12%、裂隙均发育占比4%~10%;在成像煤层结构显示整体割理发育;在常规测井特征显示电阻率大于33 Ω·m,声波时差较大(大于500 μs/m),密度较低(1.2 g/cm³)。

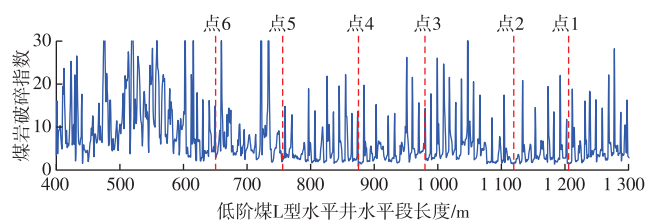
由于地质力学的差异性,部分地质“甜点”存在可压性差,压后效果不理想的问题,需要进行低阶煤储层工程可压性评价。由于煤岩地质力学特殊性,计算后的脆性指数指标无法指导煤岩的工程可压性和缝网可行性评价。因此,基于钻井机械比能计算模型,对全水平段钻压、钻进速度修正处理,结果定义为煤岩破碎指数(E_{MSE}),进而可实现全煤层段煤岩破碎效果评价目的,实现地质工程双“甜点”优选。

$$E_{MSE} = \frac{4 \int_{s-l}^s F(l) dl}{\pi l D^2} + \frac{2.91(p+q) \int_{s-l}^s F(l) dl}{l \gamma D} \quad (1)$$

式中: E_{MSE} 为煤岩破碎指数,单位GPa; $F(l)$ 为井深 l 时的钻压,单位kN; S 为完钻井深,单位m; l 为水平段进尺,单位m; p 为转盘转速,单位r/min; q 为螺杆转速,单位r/min; γ 为钻进速度,单位m/h; D 为钻头直径,单位mm。

依据煤岩机械比能指数从低到高可划分为2个整体评价区间,即易改造区(破碎指数小于10)及难改造区(破碎指数大于等于10)。在易改造区域可改造区,反应煤体结构较好,割理裂隙发育,压裂易形成体积缝网,压裂施工对排量要求不高,压裂液应以低黏体系为主;在难改造区煤体破碎,压裂不易成缝,应以主缝改造为主,压裂施工需要进一步提升排量,压裂液以高黏体系为主。

利用JP1井钻井资料,计算水平段煤储层煤岩机械比能,评价地质“甜点”的工程可压性,进而优选出地质工程双“甜点”(图5)。



注:点4—点6这3个压裂点为“甜点”;点1—点3这3个压裂点为次“甜点”。

图5 二连盆地吉尔嘎朗图区块JP1井地质工程双“甜点”优选
Fig. 5 Optimized selection of geological-engineering “dual sweet spots” for well JP1 in Jiergalantu block, Erlian Basin

3.3 射孔工艺优化

3.3.1 聚能射孔

在前期勘探评价井压后效果分析中,反应出集中射孔可以获取更大改造体积,故而采用聚能射孔理念,缩短射孔长度,减小射孔孔密。为平衡孔眼摩阻影响,建立10 mm孔眼摩阻和排量关系(图6),表明在32孔数时孔眼摩阻大幅下降,继续增大孔数摩阻增加不明显。故而优化射孔长度2 m,孔密16孔/m。

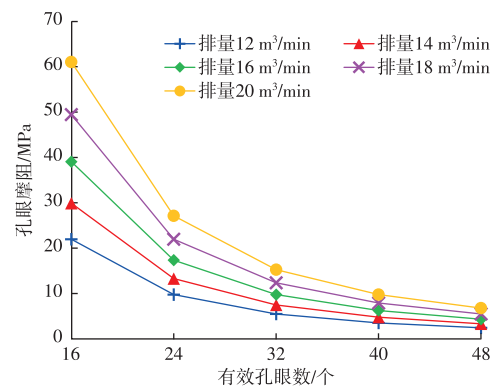


图6 10 mm孔眼摩阻和排量关系

Fig. 6 Relationship between perforation frictional resistance and displacement rate for 10-mm perforations

3.3.2 射孔方式

电缆输送射孔的套管射孔方式,施工简单,成本低,可靠性较高,对煤层污染小。由于水平井第1段没有液体出口无法泵送,所以第1段使用油管输送射孔或者爬行者输送电缆射孔,后续采用泵送电缆射孔。

3.3.3 射孔枪型和弹型选择

二连低阶煤储层扩径率高,固井泥浆污染半径长,根据套管尺寸以及压裂改造的技术需求,射孔弹选择深穿透射孔产品。102枪/127弹相比89枪/89弹,装药量更多,射孔后炮眼直径更小,穿深更大,优先使用(表4)。由于在带压环境中需要采用泵送射孔,为保证桥塞密封性需采用8 mm电缆,抗拉1 t,102枪射后毛刺影响易卡,故而除第1段外,后续压裂段选择89枪下入。

3.3.4 相位角与射孔格式优化

由于储层各向异性与相位角相互作用,MATLAB软件模拟的结果表明,非均质性大于0.9时,采用60°相位角最好。低阶巨厚煤层非均质性较强,优化相位角为60°(图7)。

射孔格式有平面简单布孔、交错布孔和螺旋布孔3种格式。由于螺旋布孔可使孔眼纵向间距最大,井底压力分布均匀,射孔后枪身变形小,对套管影响亦小,有利于施工,故而优选螺旋布孔方式。

表4 射孔枪型弹型参数统计

Table 4 Statistics of perforating gun and charge parameters

射孔枪型	射孔弹型	打靶(钢)孔径/mm	打靶(水泥)穿深/mm	孔密/(孔/m)	射孔方式	电缆直径/mm
89枪	DP39RDX25-4XF(89弹)	11.6	663	16	泵送(带压)	8
102枪	DP44RDX38(127弹)	11.1	700	16	电缆	11

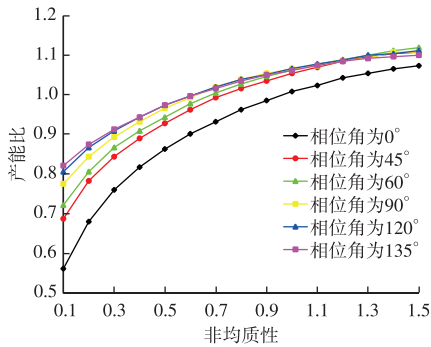


图7 不同相位角下非均质性与产能比关系

Fig. 7 Relationship between heterogeneity and productivity ratio under different perforation phase angles

3.4 压裂参数优化

3.4.1 排量优化

二连低阶煤埋深浅,三向主应力中垂向应力最小,人工裂缝形态以水平缝为主,排量的提升对于缝高扩展影响不大。但大排量施工可以为裂缝提供更高的缝内净压力,增大裂缝开度,有助于裂缝横向扩展与支撑剂远距离输送。

根据目标煤储层地质资料及地质力学数据,建立精细地质模型。模拟1500 m³液量下不同排量时的有效支

撑缝长情况(图8),发现随着排量的提升,人工裂缝缝高无明显变化,缝长略有增加,支撑剂输送距离有明显提升,有效支撑缝长增长明显。排量从14 m³/min提升至18 m³/min时,有效支撑缝长从80 m提升至115 m,铺砂距离由54%提升至76%。继续增大排量至20 m³/min,有效支撑缝长仅增长6 m,有效铺砂距离仅增加3%,故而优化压裂施工排量为18 m³/min。

3.4.2 砂量计算

压裂过程中砂量过多容易引起砂堵,压后易出砂;加砂量不足会减小有效支撑缝长,降低裂缝导流能力,故而加砂量需要进行设计分析计算。以地质井位部署设计的井网井距为人工裂缝总体形态参考,设置合理缝高与支撑效率,根据式(2)计算加砂量:

$$V_{SAND} = L_f W H C \quad (2)$$

式中: V_{SAND} 为砂量,单位m³; L_f 为人工裂缝缝长,单位m; W 为人工裂缝缝宽,单位m; H 为人工裂缝缝高,单位m; C 为支撑效率(支撑剂支撑距离/压裂液造缝缝长)。

基于JP1井区的井网井距部署情况与邻井裂缝监测结果,结合水平缝主缝特点,取全缝长280~300 m,全缝宽90 m,缝高9 mm,支撑效率0.75。计算支撑人工裂缝所需砂量为170~182 m³。

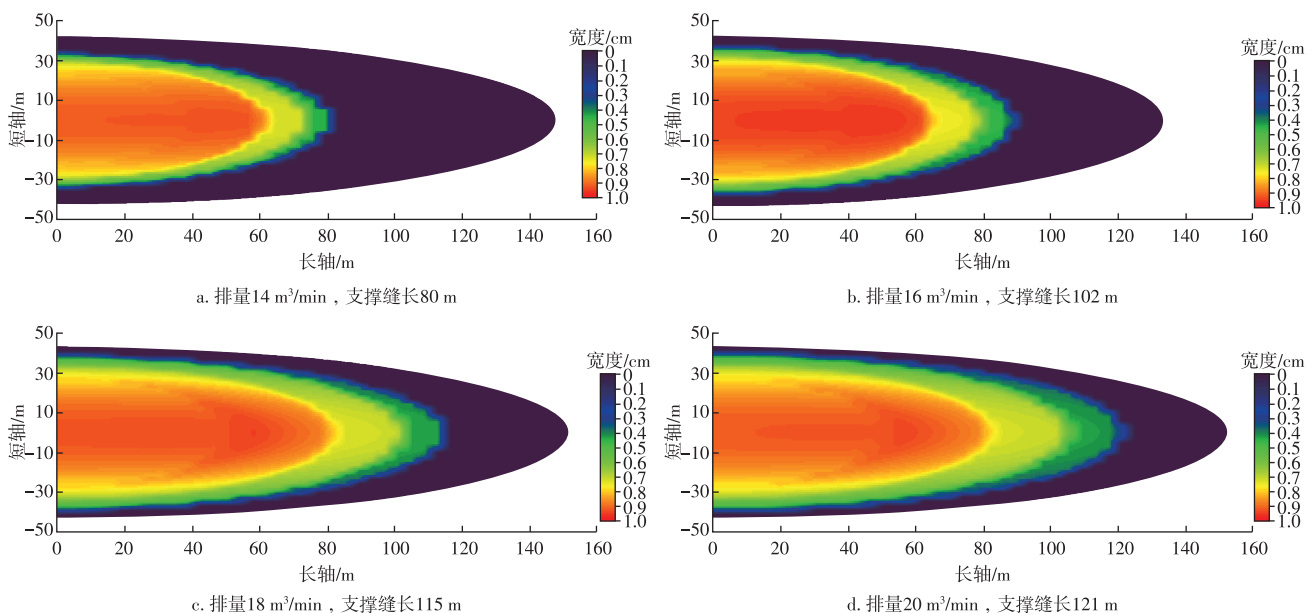


图8 不同排量下有效支撑缝长与铺砂距离变化模拟

Fig. 8 Simulation of changes in effective propped fracture length and proppant placement distance under different displacement rates

3.4.3 液量优化

在建立精细地质模型基础上,保证排量 $18\text{ m}^3/\text{min}$ 不变,模拟不同用液规模下人工裂缝半缝长增长情况(图9),

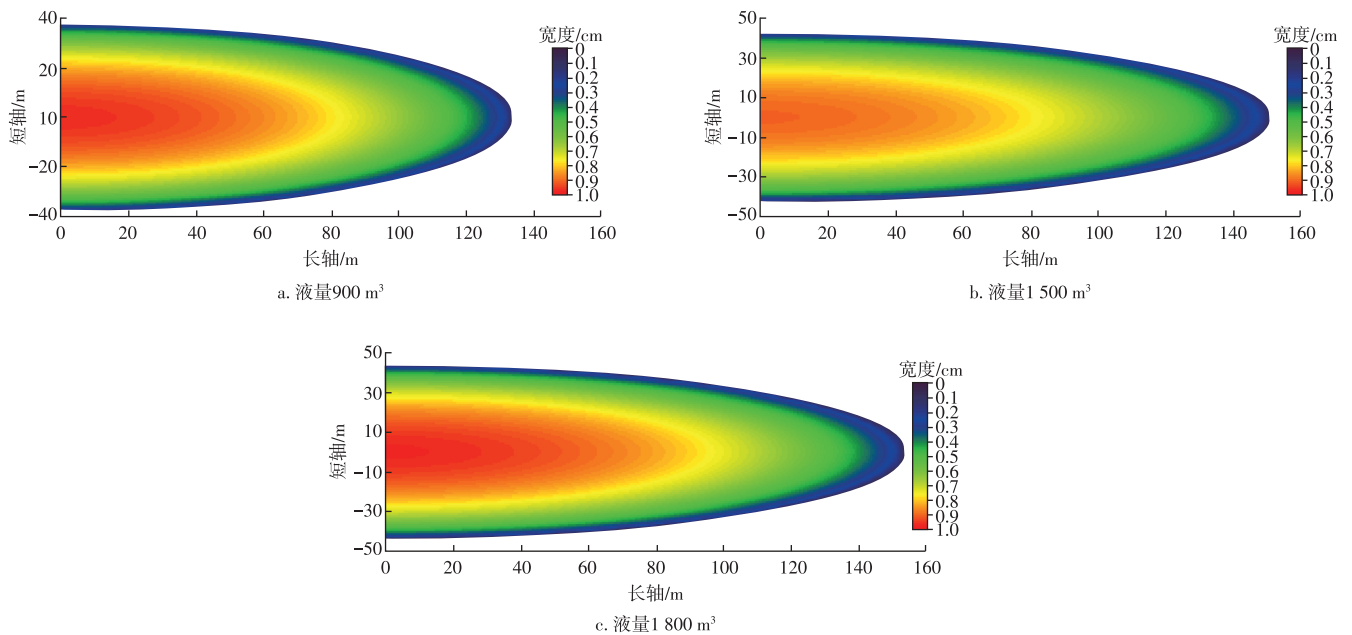


图9 不同用液规模下人工裂缝半缝长增长情况

Fig. 9 Growth of hydraulic fracture half-length with different liquid volumes

3.4.4 材料优选

桥塞采用低温可溶桥塞,承压 70 MPa 。在 KCl 溶液中 8 h 开始溶解, 24 h 内溶解完全。压裂前可安全泵送,点火坐封,方便快捷,绿色环保。

压裂液体系优选低温低质量浓度胍胶压裂液体系,配方为 $1.0\%\text{KCl}+0.15\%$ 胍胶 $+0.3\%$ 交联剂 $+3\text{ mg}/\text{m}^3$ 低温活化酶 $+0.3\%$ 助排剂 $+0.04\%$ 破胶剂+清水。该压裂液体系携砂能力强,滤失系数低,加入的低温活化酶可保证胍胶压裂液在温度为 $20\sim 30\text{ }^\circ\text{C}$ 时破胶完全,破胶后残渣含量低,对煤层伤害小。

支撑剂采用粒径 $0.106\sim 0.212\text{ mm}$ 粉砂、 $0.212\sim 0.425\text{ mm}$ 细砂、 $0.425\sim 0.850\text{ mm}$ 中砂组合加砂,经室内实验确定最优组合加砂(粉砂、细砂、中砂的比例为 $2:7:1$)。

4 应用效果分析

JP1井采用可溶桥塞+射孔联作的大规模大排量聚能分段体积压裂工艺, 700 m 水平段长分六段压裂,单段液量 $1\,500\text{ m}^3$,单段砂量 180 m^3 ,施工排量 $18\text{ m}^3/\text{min}$ (图10),采用低温低质量浓度胍胶压裂液体系,粒径分别为

发现半缝长随着液量的增加而增长。根据模拟结果可知,液量从 900 m^3 提高至 $1\,500\text{ m}^3$ 的过程中,半缝长由 135 m 增至 153 m 。继续提高液量至 $1\,800\text{ m}^3$,半缝长仅增长 2.5 m ,故而优化单段用液量为 $1\,500\text{ m}^3$ 。

$0.106\sim 0.212\text{ mm}$ 、 $0.212\sim 0.425\text{ mm}$ 、 $0.425\sim 0.850\text{ mm}$ 组合加砂方式,压后连续稳定排采1个月见气,日产气量持续上升,稳定日产气量 $4\,100\text{ m}^3$ (图11),是目前中国低阶煤层气日产气量最高单井,对中国低阶煤层气产业的规模效益开发具有先进指导与借鉴意义。

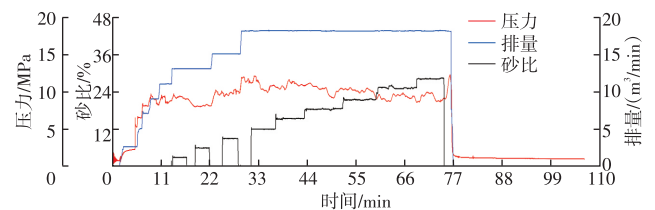


图10 二连盆地吉尔嘎朗图区块JP1井压裂施工曲线

Fig. 10 Fracturing construction curves of well JP1 in Jiergalantu block, Erlian Basin

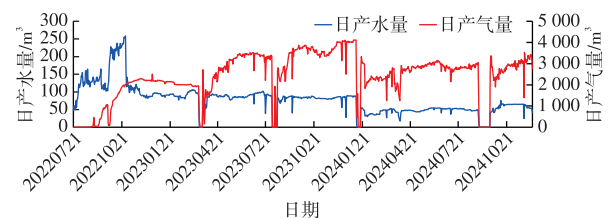


图11 二连盆地吉尔嘎朗图区块JP1井排采曲线

Fig. 11 Production and drainage curves of well JP1 in Jiergalantu block, Erlian Basin

5 结论

1) 二连低阶巨厚褐煤IV煤组为主力产气层位,部署水平井可扩大控储体积,通过地质品质精细刻画与工程可压性评价优选的地质工程双“甜点”可以帮助水平井压裂更有针对性,改造效果更优。

2) 二连低阶煤压裂通过射孔工艺优选、排量优化、砂量计算与液量模拟等压裂参数优化,形成水平井大规模大排量聚能分段体积压裂工艺技术,提高了压裂效果。

3) JP1井现场试验,压后连续稳定排水采气,获得4 100 m³/d的较高日产气量突破,压裂效果显著,对二连盆地吉尔嘎朗图区块及周围盆地群的低阶巨厚褐煤实现效益开发具有指导和借鉴意义,应用前景广阔。

参考文献

- [1] 王刚,王明哲,刘忠,等. 吉尔嘎朗图凹陷低阶煤层气地质特征及成藏规律[C]//2021年煤层气学术研讨会论文集. 北京: 中国经济出版社, 2021.
WANG Gang, WANG Mingzhe, LIU Zhong, et al. Geological characteristics and accumulation law of low-rank coalbed methane in Gilgalantu Sag[C]//Proceedings of the 2021 Coalbed Methane Academic Symposium. Beijing: Economic Press China, 2021.
- [2] 车长波,杨虎林,李富兵,等. 我国煤层气资源勘探开发前景[J]. 中国矿业, 2008, 17(5): 1-4.
CHE Changbo, YANG Hulin, LI Fubing, et al. Exploration and development prospects of coal bed methane (CBM) resources in China [J]. China Mining Magazine, 2008, 17(5): 1-4.
- [3] 张兵,杜丰丰,张海锋,等. 基于经济效益评价的煤层气开发有利区优选: 以鄂尔多斯盆地东缘杨家坡区块为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(6): 933-941.
ZHANG Bing, DU Fengfeng, ZHANG Haifeng, et al. Selection of favorable areas for coalbed methane development based on economic benefit evaluation: A case study of Yangjiapo block in eastern margin of Ordos Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(6): 933-941.
- [4] 刘大锰,贾奇锋,蔡益栋. 中国煤层气储层地质与表征技术研究进展[J]. 煤炭科学技术, 2022, 50(1): 196-203.
LIU Dameng, JIA Qifeng, CAI Yidong. Research progress on coalbed methane reservoir geology and characterization technology in China [J]. Coal Science and Technology, 2022, 50(1): 196-203.
- [5] 李晨晨. 二连盆地低阶煤储层孔隙特征研究: 以吉尔嘎朗图凹陷和霍林河凹陷为例[J]. 非常规油气, 2022, 9(4): 37-45.
LI Chenchen. Study on pore characteristics of low rank coal reservoir in Erlian Basin: Taking Jiernalantu Sag and Huolinhe Sag as example[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(4): 37-45.
- [6] 陈振宏,孙粉锦,李五忠,等. 中国低阶煤煤层气勘探突破及意义: 以二连盆地吉尔嘎朗图凹陷为例[C]//2018年全国煤层气学术研讨会论文集. 北京:中国煤炭学会, 2018.
CHEN Zhenhong, SUN Fenjin, LI Wuzhong, et al. Low-rank coalbed methane formation mechanism and exploration application in Erlian basin group, China[C]//Proceedings of the 2018 National Coalbed Methane Academic Symposium. Beijing: China Coal Society, 2018.
- [7] 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.
- [8] 孙粉锦,王勃,李梦溪,等. 沁水盆地南部煤层气富集高产主控地质因素[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1070-1079.
SUN Fenjin, WANG Bo, LI Mengxi, et al. Major geological factors controlling the enrichment and high yield of coalbed methane in the southern Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1070-1079.
- [9] 朱庆忠,杨延辉,左银卿,等. 中国煤层气开发存在的问题及破解思路[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 96-100.
ZHU Qingzhong, YANG Yanhui, ZUO Yinqing, et al. CBM development in China: Challenges and solutions[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 96-100.
- [10] 王有智. 珲春盆地八连城矿区煤岩孔隙分形特征[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2020, 42(1): 57-68.
WANG Youzhi. Fractal characteristics of coal rock pores in the Baliancheng mining area, Hunchun Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2020, 42(1): 57-68.
- [11] 姜杉钰,王峰. 中国煤系天然气共探合采的战略选择与发展对策[J]. 天然气工业, 2020, 40(1): 152-159.
JIANG Shanyu, WANG Feng. Strategic choice and development countermeasures for the commingled exploration and exploitation of coal measure natural gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(1): 152-159.
- [12] 孔令峰,张军贤,李华启,等. 我国中深层煤炭地下气化商业化路径[J]. 天然气工业, 2020, 40(4): 156-165.
KONG Lingfeng, ZHANG Junxian, LI Huaqi, et al. Commercialization path of medium-deep underground coal gasification in China[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(4): 156-165.
- [13] 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.
- [14] 孙晗森. 我国煤层气压裂技术发展现状与展望[J]. 中国海上油气, 2021, 33(4): 120-128.
SUN Hansen. Development status and prospect of CBM fracturing technology in China[J]. China Offshore Oil and Gas, 2021, 33(4): 120-128.
- [15] 李根生,黄中伟,田守增,等. 水力喷射压裂理论与应用[M]. 北京:

- 科学出版社, 2011.
- LI Gensheng, HUANG Zhongwei, TIAN Shouceng, et al. Theory and application of hydraulic jet fracturing [M]. Beijing: Science Press, 2011.
- [16] 周加佳. 水平井分段压裂技术在煤层气开发中的应用实践[J]. 中国煤炭地质, 2019, 31(8): 27-30.
- ZHOU Jiajia. Application practice of horizontal well segmental fracturing technology in CBM exploitation[J]. Coal Geology of China, 2019, 31(8): 27-30.
- [17] 陈民锋, 秦立峰, 赵康, 等. 考虑压力敏感影响确定低渗透油藏有效注采井距[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(6): 855-862.
- CHEN Minfeng, QIN Lifeng, ZHAO Kang, et al. Effective injection-production well spacing in pressure-sensitive reservoir with low permeability[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(6): 855-862.
- [18] 张永成, 郝海金, 李兵, 等. 煤层气水平井泵送桥塞射孔压裂技术应用研究[J]. 煤炭技术, 2017, 36(10): 193-195.
- ZHANG Yongcheng, HAO Haijin, LI Bing, et al. Study on application of pumping bridge plug and clustering perforation in fracturing for coalbed methane horizontal well[J]. Coal Technology, 2017, 36(10): 193-195.
- [19] 张亚飞, 王滨, 贾云林, 等. 煤层气水平井筒倾斜-水平耦合流动规律影响分析[J]. 石油机械, 2024, 52(6): 86-95.
- ZHANG Yafei, WANG Bin, JIA Yunlin, et al. Analysis on the Flow in Horizontal Coalbed Methane Well Under Coupling of Tilted and Horizontal Sections[J]. China Petroleum Machinery, 2024, 52(6): 86-95.
- [20] 陈浩, 秦勇, 邓泽, 等. 二连盆地吉尔嘎朗图凹陷低煤阶煤层生物产气影响因素[J]. 天然气工业, 2018, 38(6): 27-32.
- CHEN Hao, QIN Yong, DENG Ze, et al. Factors influencing the biogenic gas production of low rank coal beds in the Jiergalangtu sag, Erlian Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6): 27-32.
- [21] JONES E J P, VOYTEK M A, WARWICK P D, et al. Bioassay for estimating the biogenic methane-generating potential of coal samples [J]. International Journal of Coal Geology, 2008, 76: 138-150.
- [22] WANG A K, QIN Y, WU Y Y, et al. Status of research on biogenic coalbed gas generation mechanisms[J]. Mining Science and Technology, 2010, 20: 271-275.
- [23] 李玲玉. 郑庄煤层气低产井影响因素及增产改造技术研究[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2021.
- LI Lingyu. Research on influencing factors and stimulation technology of low-yield coalbed methane wells in Zhengzhuang[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2021.
- [24] 范伟顺, 刘元忠, 马登贤, 等. 煤层气L型水平井钻井工艺在山西郑庄区块应用与研究[J]. 山东国土资源, 2023, 39(8): 37-43.
- FAN Weishun, LIU Yuanzhong, MA Dengxian, et al. Application and study of L type CBM horizontal well drilling technology in Zhengzhuang Block in Shanxi Province[J]. Shandong Land and Resources, 2023, 39(8): 37-43.

(编辑 常燕)