



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

肖宇航 朱庆忠 赵群 王玖珠 赵洋 孙钦平 王三帅 李宗源 董晴 王子涵 周智 郭纪刚

引用本文:

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, 53(5): 243–254.

XIAO Yuhang, ZHU Qingzhong, ZHAO Qun. Research on adaptability of fracturing technologies for CBM horizontal wells based on the viewpoint of “unblocking and channeling” [J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(5): 243–254.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.12438/cst.2024-0326>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

淮南矿区煤层顶板分段压裂水平井抽采技术及效果研究

Study on technology and effect of gas extraction in horizontal well with segmental hydraulic fracture in roof of coal seam in Huainan mining area

煤炭科学技术. 2024, 52(4): 155–163 <https://doi.org/10.12438/cst.2023-1937>

影响煤层气单支压裂水平井产量关键要素及提产对策

Analysis of key elements affecting production and technical countermeasures to increase production of CBM fractured single horizontal wells: A case study of Zhengzhuang Block

煤炭科学技术. 2024, 52(10): 158–168 <https://doi.org/10.12438/cst.2023-1596>

深部煤层气储层改造技术迭代升级历史与发展方向

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

煤炭科学技术. 2025, 53(3): 1–18 <https://doi.org/10.12438/cst.2025-0032>

煤层气直井压裂效果及其对产能影响

Hydraulic fracturing effect of CBM vertical well and its impact on productivity: a case study of Yaojie Mining Area

煤炭科学技术. 2023, 51(6): 130–136 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-0539>

渝东南地区龙潭组煤层气甜点地质评价及有效压裂工艺

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

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

低效煤层气井多次压裂增效开发技术研究

Research on efficiency-enhancing development technology of multiple fracturing in low-efficiency CBM wells

煤炭科学技术. 2022, 50(9): 121–129 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/0330288d-4ed7-4633-bff5-a225bf0449af>



关注微信公众号，获得更多资讯信息

地球科学与工程



移动扫码阅读

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,2025,53(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, 53(5): 243-254.

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

肖宇航¹,朱庆忠¹,赵 群¹,王玫珠¹,赵 洋¹,孙钦平¹,王三帅²,李宗源²,董 晴²,王子涵²,周 智²,郭纪刚²

(1. 中国石油勘探开发研究院 非常规研究所,北京 100083;2. 中国石油华北油田公司 勘探开发研究院,河北 任丘 062552)

摘 要: 水平井压裂改造是当前非常规煤层气资源实现高效开发最为核心的技术手段,现今虽已取得较好现场成效,但目前煤层气压裂改造仍存在压裂改造目的不清晰、主体水平井压裂技术适应性不明、压裂改造效果评价手段欠缺等问题。为进一步提升压裂水平井产量和开发效益,依托已在沁水盆地南部取得显著成效,并被实践所验证的“疏导式”改造理念,立足沁水盆地南部高阶煤储层中原始天然孔-裂隙特征和煤层气“疏导式”改造理念对高阶煤储层压裂改造要求,吸收前人压裂改造评价经验,筛选出水平井各段压裂施工曲线类型和数量、平均施工压力、停泵压力、事故类型和发生率、投产后见气压力、当前流压和气量(生产1 a)和综合平均稳产气量7项关键指标,在此基础上提出基于煤层气“疏导式”改造理念的压裂改造效果评价办法,进而结合现场对比试验,开展主体水平井压裂技术适应性研究,借此落实主体压裂技术的改造能力上限和不足。结果表明:随埋深和地应力增大,煤储层改造难点由易滤失,易近井筒地带天然裂隙过度开启,难造优势主压裂裂缝,转变为优势主压裂裂缝周边的天然裂隙难以逐级规模开启,次级裂缝张开程度不够以及压裂砂携送困难,易脱砂、砂堵。底封拖动压裂技术因井筒内沿程压力损耗过大,在1 000 m以深难以满足煤储层“疏导式”压裂改造需求。连续油管压裂技术在深度超过1 200 m后,存在对压裂砂携送能力不足问题。桥射联作压裂技术不仅可满足1 250 m深度高阶煤储层“疏导式”压裂改造需求,同时还具备进一步增大压裂改造规模的潜力,可满足更深条件下煤储层“疏导式”压裂改造的施工和实现。研究可为沁水盆地南部和国内外其他煤层气区块压裂技术的合理优选和升级提供重要依据和支撑。

关键词: 高阶煤储层;“疏导式”改造理念;压裂改造效果评价;主体压裂技术;适应性

中图分类号: TE122.2

文献标志码: A

文章编号: 0253-2336(2025)05-0243-12

Research on adaptability of fracturing technologies for CBM horizontal wells based on the viewpoint of “unblocking and channeling”

XIAO Yuhang¹, ZHU Qingzhong¹, ZHAO Qun¹, WANG Meizhu¹, ZHAO Yang¹, SUN Qinpeng¹, WANG Sanshuai², LI Zongyuan², DONG Qing², WANG Zihan², ZHOU Zhi², GUO Jigang²

(1. Unconventional Energy Research Institute, PetroChina Research Institution of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China;

2. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu 062552, China)

Abstract: Horizontal well fracturing stimulation is currently the most core technical means to achieve efficient development of unconventional coalbed methane resources. Although good on-site results have been achieved, there are still some problems such as unclear the goal of fracturing stimulation, unclear the adaptability of the main horizontal well fracturing technology and lack of evaluation methods for fracturing effects. In order to further improve the production and development benefits of fractured horizontal wells, this article based on the viewpoint of “unblock and channeling” that has achieved significant results in the southern part of the Qinshui Basin and has been veri-

收稿日期: 2024-03-16

策划编辑: 常 琛

责任编辑: 宫在芹

DOI: 10.12438/cst.2024-0326

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司前瞻性、基础性技术攻关资助项目(2024DJ23)

作者简介: 肖宇航(1990—),男,湖南衡阳人,高级工程师,博士。E-mail: xiaoyh220151@foxmail.com

fied by practice, combined its requirements for fracturing on high-rank coal reservoir and the characteristics of the original natural pores and fractures in the high-rank coal reservoirs in the southern part of the Qinshui Basin, referred meanwhile to the evaluation experience of previous fracturing, selected seven key indicators: Types and quantity of fracturing operation curves for each section of the horizontal well, average operating pressure, instantaneous shut-in pressure, accident type and occurrence rate, Pressure at the moment of initial gas production, Current bottomhole flowing pressure and daily gas production (Production time is more than one year), and comprehensive average stable gas production, proposed an evaluation method for the fracturing effect. Furthermore, combined with on-site comparative experiments, a study on the adaptability of the main horizontal well fracturing technology will be conducted to determine the upper limit and shortcomings of the main fracturing technology's stimulation capacity. The results show: With the increase of burial depth and geo-stress, the difficulty of coal reservoir stimulation has shifted from easy to filter out, prone to excessive opening of natural fractures near the wellbore, making it difficult to create dominant main fracturing fractures, to difficulty in gradually opening natural fractures around the dominant main fracturing fractures, insufficient opening of secondary fractures, and difficulty in transporting fracturing sand, making it easy for desanding and sand-block. Due to the excessive pressure loss along the wellbore, the bottom sealing drag fracturing technology is unable to meet the needs of "unblocking and channeling" fracturing stimulation at depths of more than 1 000 meters. The continuous tubing fracturing technology has the problem of insufficient carrying capacity for fracturing sand after at depths exceeding 1 200 meters. The bridge shooting combined fracturing technology can not only meet the needs of the "Unblocking and Channeling" fracturing stimulation of coal reservoirs with a depth of 1 250 meters, but also has the potential to further increase the scale of fracturing stimulation, which can meet the construction and implementation of the "unblocking and channeling" fracturing stimulation of coal reservoirs under deeper conditions. The research provides important basis and support for the rational selection and upgrading of fracturing technologies in the southern part of the Qinshui Basin and other coalbed methane blocks at home and abroad.

Key words: high-rank coal reservoir; viewpoint of "unblocking and channeling"; evaluation of fracturing effect; main fracturing technologies for CBM horizontal wells; adaptability

0 引 言

水平井压裂改造技术是非常规煤层气资源得以实现高效开发最为核心的技术手段^[1-4]。但就目前煤层气压裂改造而言,存在压裂改造目的不清晰,主体水平井压裂技术适应性不明,压裂改造效果评价手段欠缺等问题。在针对不同开发单元^[5-6],选择和优化压裂技术时^[7-9],往往盲目性较大,常因工程手段和地质条件之间匹配程度不佳,导致低产低效井的占比长期居高不下。为了进一步提高压裂水平井产量,降低低产低效井的比例,亟需明确煤层气压裂改造基本概念、需求和目标,实现对煤层气主体压裂技术适应性的客观评价,为技术的优选和升级提供合理依据。

华北油田煤层气开发遍历不同构造背景、深度(450~1 350 m)、煤体结构、煤层结构和强非均质性条件,中国石油华北油田公司在总结早期“掏穴完井”“多分支水平井”“筛管射孔完井”“常规压裂”等技术实践认识基础上,如:“掏穴完井”“筛管射孔完井”方式,单井产量低,适应性差^[3,5],“多分支水平井”方式,无法适应构造复杂区带^[10-12],“常规压裂”方式受深度影响明显,无法高效动用深部煤层(岩)气资源^[12-13],吸收“体积压裂”和“缝网压裂”技术观点^[14-17],创新提出了契合高阶煤储层特性的“疏导式”

改造理念,为上述问题的解决,带来了全新的思路和方法。2016—2023 年,在“疏导式”改造理念指导下,华北油田煤层气单支压裂水平井平均日产提升约 4 700 m³,低产低效井的占比下降约 8.1%,年累计产气量由 8.8×10⁸ m³ 升高至 22.5×10⁸ m³。在此期间,“疏导式”改造理念不仅经受住了生产实践的检验,还取得了颇为显著的成效。

笔者立足沁水盆地南部高阶煤储层中原始天然孔—裂隙特征,通过深入剖析已取得实践检验的煤层气“疏导式”改造理念,明确支撑高阶煤储层实现高效开发的压裂改造需求和目标,以此为基础提出了基于煤层气“疏导式”改造理念的压裂改造效果评价办法,进而结合现场对比试验,开展主体水平井压裂技术适应性研究,落实主体压裂技术的改造能力上限和不足,以期沁水南部和国内外其他煤层气区块压裂技术的优选和升级以及煤层气资源的高效动用提供案例借鉴和理论支撑。

1 煤层气“疏导式”改造理念

沁水盆地南部 3 号高阶煤储层的储层流体压力梯度和温度梯度分别为 0.004 7~0.009 1 MPa/m 和 0.020 9~0.032 7 °C/m,煤储层能量偏低;并且其宏观试井渗透率平均仅 0.03×10⁻¹⁵ m²;同时煤层气吸附程度也偏低(实际吸附气量/煤岩最大吸附量),介于

26%~71%。对盆内以“排水-降压-解吸-产气”为主要开采方式的吸附煤层气资源而言,实现其规模高效动用难度较大。

华北油田经过直井小规模压裂或者掏穴完井(2008 年之前),多分支水平井(2009—2012 年),L 型筛管射孔水平井(2013—2014 年)、基于“体积压裂”或“缝网压裂”理念的单支套管压裂水平井(2015—2016 年),以煤层气“疏导式”改造理念为指导的单支套管压裂水平井(2017—2023 年)5 期开发方式和理念的迭代,动用煤储层埋深由 450 m 增大至 1 350 m,局部构造背景由平缓的单斜构造变为紧密的褶皱带或断裂带,煤层气改造理念由小范围释放地应力到大面积释放地应力,到体积改造增渗,再到当前“疏导式”改造。基本明确了工程技术与储层特征之间的匹配程度是决定煤层气资源能否高效动用的关键。

1.1 煤储层中孔-裂隙通道系统

在沁水盆地南部 3 号高阶煤储层中天然存在一套由孔、裂隙组成的通道系统。因多期次构造的扰动、古地应力的挤压、热演化和地下水活动等的影

响,整体连通性和导流能力都已大幅下降,但其格架和结构却在当下煤储层中得到了较为完整的存留(图 1、图 2)^[18-20]。

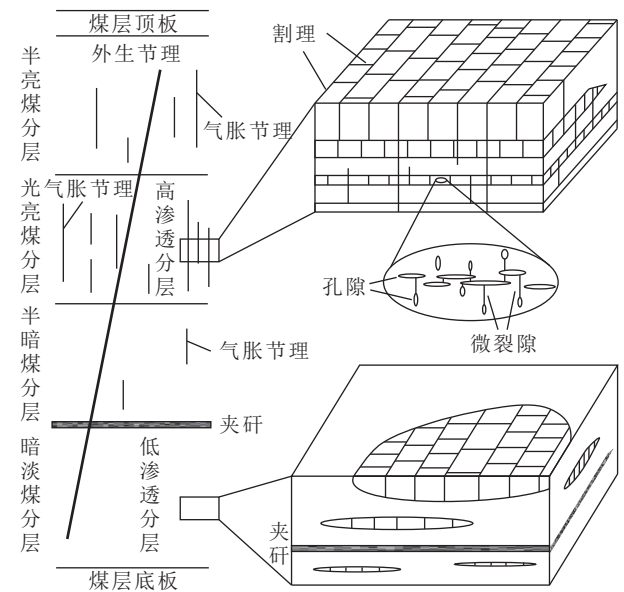


图 1 煤储层中孔-裂隙系统现今格架与结构^[18-20]

Fig.1 Present framework and structure of pore and fracture system in coalbed reservoir^[18-20]

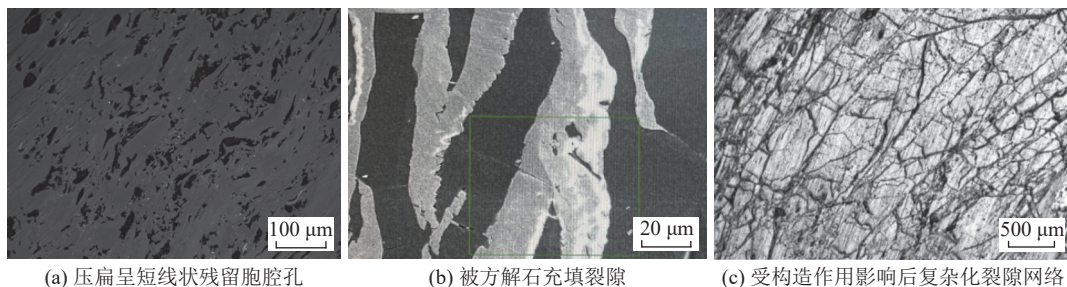


图 2 现今地下煤储层中孔隙、裂隙情况

Fig.2 Present status of pore and fracture in coalbed reservoir

其通道系统中的孔隙主要包括:残留胞腔孔、矿物质孔、气孔和屑间孔等,整体孔隙率介于 3.1%~9.7%,其中孔径小于 10 nm 的孔隙占比超 65%,孔径大于 100 nm 的孔隙占比不到 15%,孔径配置关系差^[21-25]。通道系统中的裂隙包括:外生构造节理、层理、割理以及气胀节理等。煤化过程中,煤储层中的高压流体(主要为甲烷和水)沿优势方向集中排出,是割理和气胀节理大量产生的主要内因之一;两者与煤层气吸附空间天然存在不同程度的内在联系^[19]。此外,基于地下巷道壁面描述和岩心观测可知,外生节理常纵向贯穿整个煤储层,气胀节理主要发育于光亮煤和半亮煤中,上下延伸后,穿过相邻半暗煤或暗淡煤等分煤层,可作为通道系统的“桥梁”,纵向上

串联不同位置煤分层^[18]。

实践证实通过改造激活残存于高阶煤储层中的孔-裂隙通道系统,可以大幅提高降压传递和流体运移效率,解决煤储层能量和吸附程度偏低和整体导流能力差等地质要素对煤层气高效开发的制约^[13,23]。

1.2 高阶煤储层“疏导式”改造理念

煤层气“疏导式”改造理念,将整体导流能力虽已受损,但仍弥散于煤储层中的割理、气胀节理和外生裂隙等看作潜在优势运移通道,在构建长人造主裂缝的基础上,要求串联、疏通不同位置的割理、气胀节理和外生裂隙等,同时重新充分开启已闭合、阻塞的各类孔隙,建立人工干预下的以铺砂主裂缝为骨架的畅通孔-裂隙通道网络,通过铺砂长主裂缝实

现最大范围控储,通过激活煤储层中原始孔-裂隙系统实现高效动储,从而有效导通供给端(被割理所切割围限的煤基质)与需求端(铺砂长主裂缝),大幅提升缝控范围内流体压降传递效率和煤层气解吸运移速率。

压裂核心要求为:集中射孔,聚能造长缝;低排量起泵,变排量压裂,逐级疏通、改造原始孔-裂隙通道系统;变黏压裂液和小粒径压裂砂组合,大范围铺砂广域支撑。

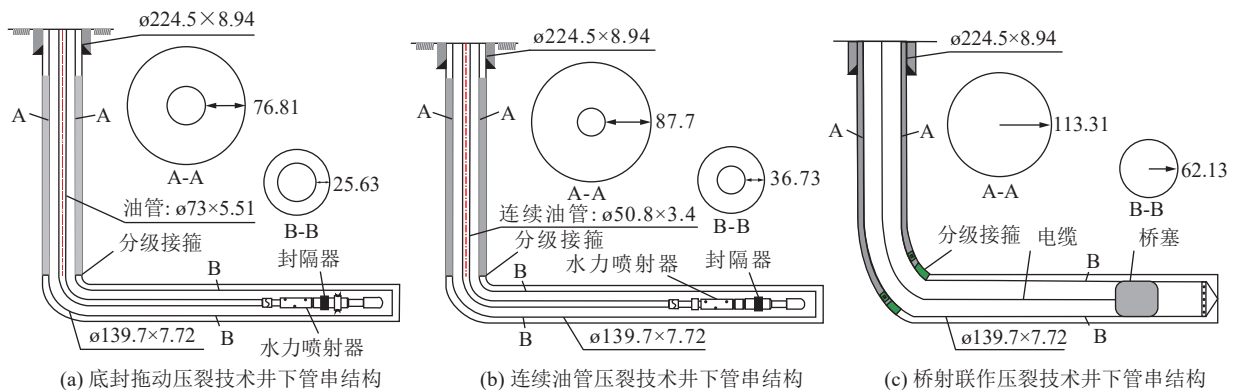


图 3 煤层气主体压裂技术井下管串结构

Fig.3 Underground pipe strings of CBM primary fracturing technologies

底封拖动压裂技术采用外径 73 mm 的油管,将喷射器和压裂管串送至井下已选定的压裂位置,待封隔器坐封后进行水力喷砂射孔,之后采用油、套环空混注方式压裂,油管只补液平衡压力,不加砂。井下喷射器和压裂管串,须在井底压力充分释放后,才能移至下一压裂点进行压裂施工作业。连续油管压裂技术选用外径 50.8 mm 的柔性 PE 管代替外径 73 mm 的钢制油管,采用配套定制井口实现带压上提下放作业。桥射联作压裂技术采用水力泵入方式,将带射孔枪的桥塞泵送至指定位置,取消套管中的连接管串,井筒内过流截面即为水平段套管的内部空间截面,利用电缆激活点火装置实现桥塞坐封和射孔。桥塞由复合材料组成,密度和强度相对较低,通过钻磨,可直接循环排出井底,为后续生产留下通畅井筒。

2.2 “疏导式”压裂改造效果评价办法

基于上文所述煤层气“疏导式”改造理念及其对高阶煤储层压裂改造的要求。选择水平井各段压裂施工曲线类型和数量、平均施工压力、停泵压力、事故类型和发生率、投产后见气压力、当前流压和气量(生产 1 a)、综合平均稳产气量 7 项作为评价“疏导式”压裂改造效果和主体压裂技术适应性的关键指标。

压裂施工曲线是地下煤储层随着压裂施工的持

2 “疏导式”压裂改造效果评价办法

2.1 煤层气水平井主体压裂技术

在沁水盆地南部被大规模使用的水平井主体压裂技术包括:底封拖动压裂技术、连续油管压裂技术和桥射联作压裂技术。单支水平井皆采用二开井身结构,井下管串结构如图 3 所示。底封拖动和连续油管采用水力喷砂射孔方式,而桥射联作压裂技术采用聚能火药射孔方式。

续进行,其内部所发生的各类变化在地表的综合反馈。例如:主压裂裂缝的产生和延展、多裂缝是否产生、滤失情况、铺砂情况等。统计、分析水平段各压裂点的压裂施工曲线特征、平均施工压力、停泵压力或者事故类型,从压裂施工情况和预期目标实现的角度评价改造效果。

平均施工压力主要受局部地应力、井筒内摩阻、孔眼摩阻、储层强度、裂缝内摩阻以及注入和滤失平衡等影响,主要包括 4 部分:井筒内流动摩阻损失,射孔孔眼摩阻损失、煤储层内部流动摩阻和净压力^[24-28]。由式(1)、式(2)和式(3)可知,当局部储层地质条件、井身和管串结构、孔眼布置和质量、施工排量等条件一致或接近时^[26-30],压裂液的规模定向流动,需克服裂隙壁面阻力,被开启裂隙越多,压裂液与煤储层接触面积越大,裂隙缝网整体范围扩张所需压力就越大。压裂施工时,平均施工压力与煤储层内部天然孔-裂隙通道系统的被开启程度正相关。原始天然孔-裂隙通道系统被开启过程通常呈现平均施工压力持续缓幅上涨特点。

$$\Delta P_{pf} = \tau \frac{L v^2 \rho}{D^2} \quad (1)$$

$$\Delta p_{hf} = 0.2369 \frac{q^2 \rho}{n^2 d^4 a^2} \quad (2)$$

$$\sigma_{nM} = \sigma_M M^{2/3} \quad (3)$$

式中： ΔP_{pf} 为井筒内流体流动摩阻损失，MPa； Δp_{hf} 为射孔孔眼摩阻损失，MPa； τ 为水力摩阻系数； L 为井筒长度，m； D 为流体流动水力直径，m； v 为井筒内压裂液流速，m/s； ρ 为压裂液密度，kg/m³； q 为施工排量，m³/s； n 为孔眼数量，个； d 为孔眼等效直径，mm； a 为孔眼流量系数； σ_{nM} 为多条压裂裂缝同时延伸、扩展时的延伸压力，MPa； σ_M 为一条压裂裂缝在延伸、扩展时的延伸压力，MPa； M 为压裂裂缝的数量，条。

在地面停止压裂泵注瞬间，井筒内、孔眼处和近井筒区域内的压裂液会迅速停止流动，流体流动摩阻也会同步消失，此时的施工压力会迅速下降至某一相对低值，该值即为停泵压力^[27-28]。停泵压力一定程度上可近似理解为平均施工压力中，作用于煤储层之上发挥改造作用的那一部分压力。

事故类型是压裂技术与储层地质条件之间匹配程度的表现，某一类事故发生率过高则能间接反映该项压裂技术在某一方面存在上限或者不足。常见事故类型有：① 储层欠压严重，天然裂隙被大量开启，出现过度滤失，无法建立正常的施工压力；② 携砂能力不足，脱砂严重，发生砂堵；③ 原始天然孔-裂隙被大量开启，多裂缝发育，流体的流动摩阻大，施工压力异常高，设备因过载而停止施工。

借鉴前人分析思路和认识^[31-33]，结合“疏导式”改造理念，归纳、提出4类正常完成施工的典型的压裂施工曲线(图4、表1)。A类曲线，主要反映井筒

周边原始天然孔-裂隙通道系统被大量开启，且在压裂过程中难以建立注入/滤失平衡，未形成优势主压裂裂缝，平均施工压力和停泵压力双低。B类曲线，井筒周边原始天然孔-裂隙通道系统已被大量开启，并一定程度上向远端扩展和延伸，出现流动摩阻过大问题，但未形成优势主压裂裂缝，常因压裂泵车和配套装置能力不足，平均施工压力过高，而过载停止压裂施工。C类曲线，反映在煤储层中已产生优势主压裂裂缝，同时其周边各类天然裂隙也已开启，但受限于压裂技术整体能力，各类已开启天然裂隙未能进一步扩展和延伸。D类曲线是在C类曲线基础上，压裂强度和规模得到再次提升，在确保优势主压裂裂缝向远端扩展的同时，逐级开启沿途各类已闭合、阻塞的不同尺度的天然裂隙，实现“疏导式”压裂改造效果。

投产后见气压力关联煤储层改造后，其内部所构建通道网络的导通程度，改造效果越好，供给端(被割理所切割围限的煤基质)与需求端(铺砂长主裂缝)越通畅，则压降传递效率越佳，投产后见气压力(井底流压)越接近等温吸附曲线所测得临界解吸压力。

当前流压和气量(生产1a)、综合平均稳产气量，综合反映所构建通道网络对其范围内煤层气资源的控制和动用程度，改造范围越大，改造尺度越深，则煤储层供气能力越强，单段稳产高产能力和趋势越强劲。

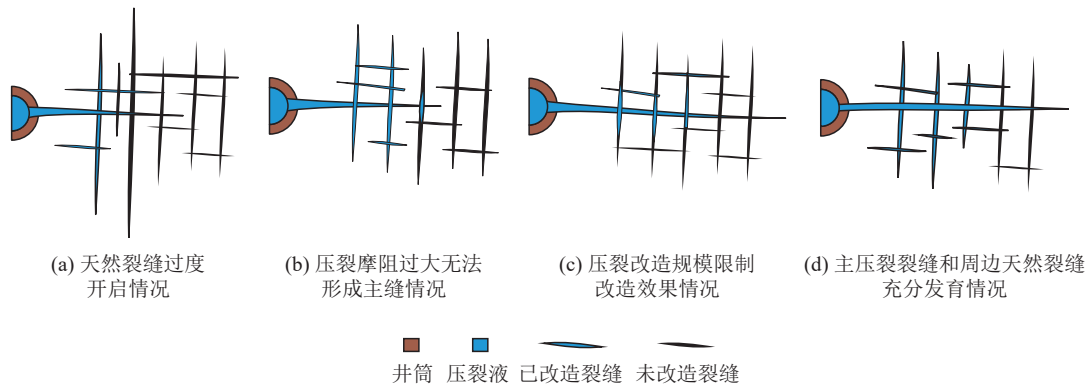


图4 压裂裂缝与煤储层中天然裂隙关系

Fig.4 Relationship between hydraulic fractures and natural fractures in coalbed reservoir

3 水平井主体压裂技术适应性分析

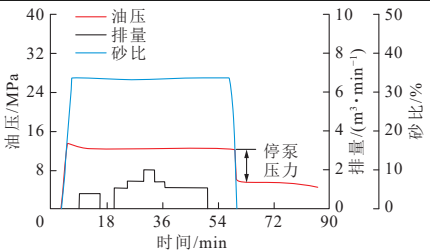
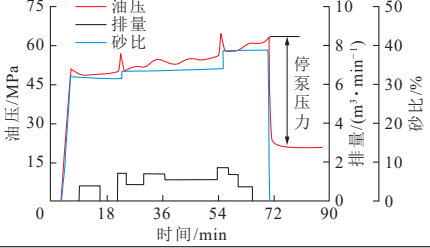
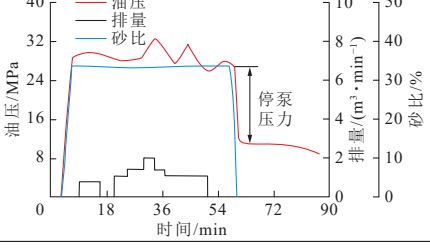
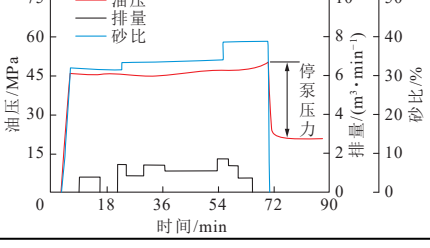
3.1 压裂技术适应性现场对比试验概况

试验区位于沁水盆地东南部，整体为NW倾向单斜(图5)。3号煤为压裂技术适应性对比试验载体，镜质组反射率3.2%~3.9%，孔隙率3.4%~6.5%，

渗透率 $0.01 \times 10^{-15} \sim 0.15 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ ，埋深550~1300 m，平均厚度5.6 m，区内稳定发育，顶、底板以泥岩为主。区内最大、最小水平主应力随深度变化规律如图6所示。3种水平井主体压裂技术被部署在区内3个不同深度单元(图5)，表2为水平段各压裂点的施工情况。局部地质条件概况见表3。不同深度单元内

表 1 基于“疏导式”改造理念的压裂施工曲线特征和改造内涵

Table 1 Hydraulic operation curves characteristics and stimulation connotation analysis based on the viewpoint of “unblocking and channeling”

主压裂缝情况	曲线类别	典型压裂施工曲线特征	施工分析
未形成 主压裂缝缝	A类		施工压力下降趋势显著; 施工压力、停泵压力低 滤失过大, 难以建立注入/滤失平衡, 施工压力低, 无法实现有效改造, 并且有效压裂波及范围小(图4a), 压裂改造效果不好
	B类		施工压力上涨趋势显著, 有小幅波动显示, 施工压力高 已闭合、阻塞的各类天然裂隙逐级大量开启, 导致压裂液摩阻骤增, 压裂波及范围和微尺度改造有限(图4b), 压裂改造效果一般
已形成 主压裂缝缝	C类		施工压力适中, 压力曲线偶可见明显波动, 缓幅下降或平稳 主压裂缝缝虽向远端延伸, 但沿途各类已闭合、阻塞天然裂隙开启程度偏低, 压裂波及范围虽然较大, 但对微尺度的改造一般(图4c), 压裂改造效果较好
	D类		施工压力偏高, 压力曲线无明显波动, 平稳或缓幅上扬 主压裂缝缝向远端延伸, 同时逐级开启沿途各类已闭合、阻塞天然裂隙, 不仅有效压裂波及范围大, 而且利于微尺度改造(图4d), 压裂改造效果好

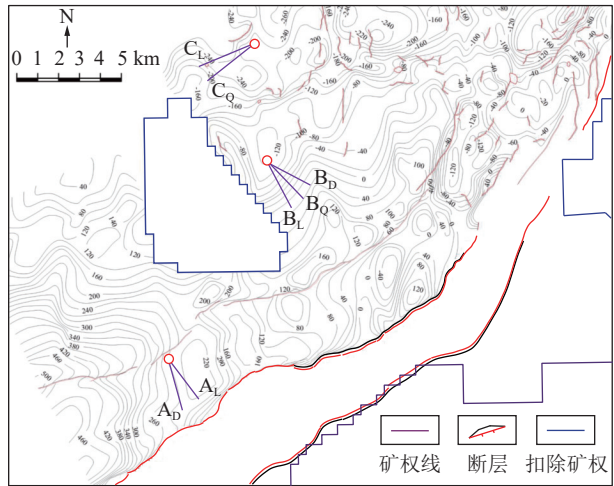


图 5 试验区 3 号煤顶板海拔及试验井组分布

Fig.5 Elevation of roof of No.3 coalbed and distribution of experimental well group in testing block

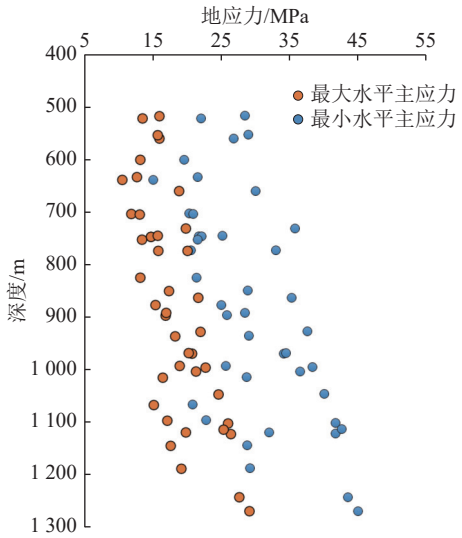


图 6 试验区 3 号煤地应力散点图

Fig.6 Ground stress scatter plot of No.3 coalbed in testing block

水平井,除压裂技术不同外,水平进尺、井轨迹、压裂段数和压裂液类型等工程参数相近(表 4),且 7 口井在同一天投产。

3.2 主体压裂技术适应性对比分析

A 组采用底封拖动压裂技术(A_D)和连续油管压裂技术(A_L),B 组采用底封拖动压裂技术(B_D)、连续油管压裂技术(B_L)和桥射联作压裂技术(B_Q),C 组采用连续油管压裂技术(C_L)和桥射联作压裂技术(C_Q)(表 4)。A 组对比 B 组、C 组,深度分别浅了 190 ~ 250 m 和 370 ~ 430 m,最大主应力分别低 4 MPa 和 6.5 MPa,最小水平主应力分别低 3 MPa 和 5 MPa。

由表 2 可知,随埋深和地应力的增大,煤储层改造难点由易滤失,易近井筒地带天然裂隙过度开启,难造优势主压裂裂缝,转变为优势主压裂裂缝周边的天然裂隙难以逐级规模开启,次级裂缝张开程度不够以及压裂砂携送困难,易脱砂、砂堵。在高应力条件下,大量激活天然裂缝的延伸和扩展对压裂技术能力(泵的输出排量和最大输出压力、管线承压能力以及压力传递效率等)有着更高的要求。

如图 7a、图 7b 所示,底封拖动压裂技术的平均施工压力与停泵压力相关性不显著,而与压裂点位置相关性显著。压裂点距水平井着陆点越远,平均施工压力越大,结合式(1)可知,影响平均施工压力的是压裂液在井筒中的流动条件。随埋深和排量增

表 2 压裂施工情况统计

Table 2 Statistic of fracturing operation situation

组号	压裂技术	事故(发生次数)	典型压裂曲线(出现次数)	事故率/%
A	底封拖动	砂堵(2)	B类曲线(3) C类曲线(6)	18.2
	连续油管	压裂液严重滤失(2)	A类曲线(2) B类曲线(2) C类曲线(6)	16.7
B	底封拖动	砂堵(2); 施工压力异常高(2)	B类曲线(1) C类曲线(3) D类曲线(3)	36.4
	连续油管	砂堵(2)	C类曲线(4) D类曲线(6)	16.7
	桥射联作	施工压力异常高(1)	C类曲线(4) D类曲线(6)	9.1
C	连续油管	砂堵(3); 施工压力异常高(1)	C类曲线(2) D类曲线(4)	40.0
	桥射联作	压裂液严重滤失(1)	C类曲线(4) D类曲线(5)	10.0

注：将煤层气压裂施工曲线分为4大类，不同曲线反映不同施工情况，通过统计3种压裂技术在不同条件下出现不同类型压裂施工曲线数量，作为评价其适应性关键指标。

大(A 组 ~ B 组),其平均施工压力变化并不明显,仍然介于 27.5 ~ 43.5 MPa,未随地应力的增大而增大,但停泵压力却由 A 组的平均 16.9 MPa 降至 B 组平均 12.7 MPa,说明该项压裂技术在压力传递能力方面存在限制,排量提升后,井口压力因井筒内的沿程压力损耗过大,并不能高效传递至地下,有效改造煤储层。

表 3 不同深度单元局部地质条件概况

Table 3 Geological general situation of different depth units

组号	埋深/m	推算局部水平地应力/ MPa	局部构造单元	煤层有效厚度/m	折算含气量/ (m ³ · t ⁻¹)	顶、底板岩性	断层/煤体 结构情况
A	770 ~ 910	最大：26 ~ 36 MPa 最小：16 ~ 22 MPa	单斜构造 倾角3.5°	5.5	>21	顶板：泥岩 底板：泥岩	不发育/ 原生-碎裂
B	1 020 ~ 1 100	最大：28 ~ 42 MPa 最小：18 ~ 26 MPa	单斜构造 倾角4.5°	4.7	>21	顶板：泥岩 底板：砂质泥岩	不发育/ 原生-碎裂
C	1 200 ~ 1 280	最大：34 ~ 48 MPa 最小：24 ~ 30 MPa	单斜构造 倾角4.5°	5.2	>23	顶板：砂质泥岩 底板：泥岩	不发育/ 原生-碎裂

表 4 不同压裂技术施工基本参数

Table 4 Basic parameters of fracturing operation of different fracturing technologies

组号	井号	水平段长/m	井轨迹 倾向	压裂段数	设计平均 单段液量/m ³	设计排量/ (m ³ · min ⁻¹)	孔密度/ (孔 · m ⁻¹)	压裂液 类型	设计平均 单段砂量/m ³	压裂砂 粒度/mm	主体压裂 技术
A	A _D	896	上倾	11	800	7	10	清水+KCl	60	0.84/0.45	底封拖动
	A _L	944	上倾	12	800	7	10	清水+KCl	40	0.84/0.45	连续油管
B	B _D	965	上倾	11	800	10	10	清水+KCl	60	0.84/0.45	底封拖动
	B _L	928	上倾	12	800	10	10	清水+KCl	40	0.84/0.45	连续油管
	B _Q	981	上倾	11	900	10	10	清水+KCl	50	0.84/0.45	桥射联作
C	C _L	1 000	上倾	10	900	12	10	清水+KCl	50	0.84/0.45	连续油管
	C _Q	1 000	上倾	10	900	12	10	清水+KCl	50	0.84/0.45	桥射联作

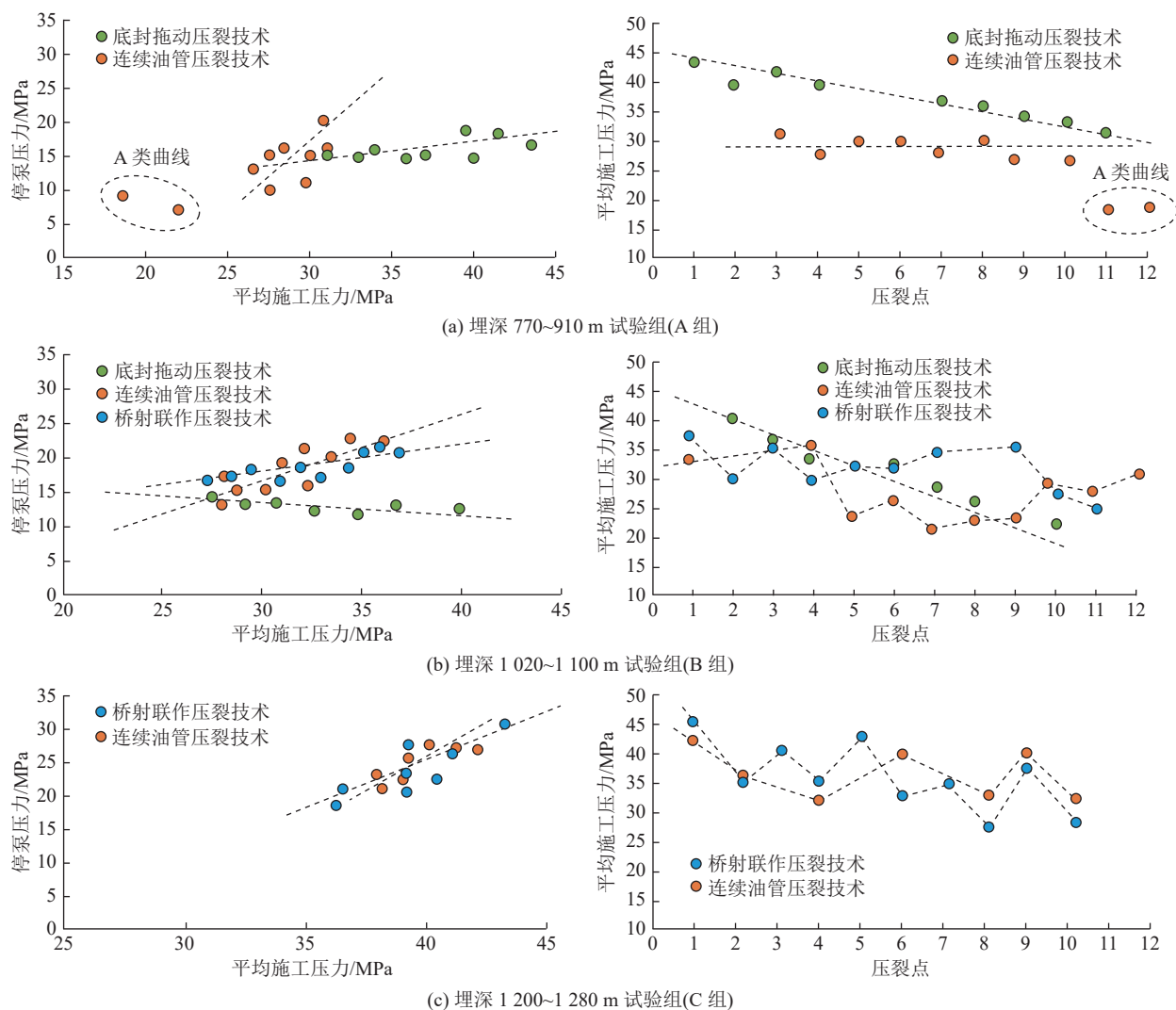


图 7 不同深度主体压裂技术平均施工压力与停泵压力统计

Fig.7 Statistic of average operation pressure and instantaneous shut-in pressure of primary fracturing techniques at different depths

随埋深和地应力的增大(A 组~B 组),底封拖动压裂技术施工难度变大,由 A 组的 2 次砂堵增至 B 组的 2 次砂堵和 2 次施工压力异常高,事故率(事故段数/总压裂段数)由 18.2% 增加至 36.4%,对比同组连续油管压裂技术施工情况(图 7、表 2),结合井筒内管串结构分析(图 3),判断底封拖动压裂技术井筒内流体流动截面过窄是导致砂堵和施工压力异常高问题频发主要原因。一方面,井口压力无法高效传至井底,实现煤储层内各类已闭合、阻塞天然裂隙的有效开启;另一方面,压裂液流动能力不足,单位时间内通过井筒内过流截面的流量偏小,无法高效将压裂砂携送至煤储层中,并均匀铺开^[34-36]。

如图 7 所示,连续油管压裂技术的平均施工压力与停泵压力相关性显著,而与压裂点的位置相关性不显著,这一点与底封拖动压裂技术恰好相反。随埋深和排量增大,连续油管压裂技术的平均施工压

力由 A 组的 26.5~31 MPa 和 B 组的 27.0~35.5 MPa 增大至 C 组的 37.5~42.0 MPa。与此同时,停泵压力也由 A 组的平均 14.8 MPa 和 B 组的平均 17.3 MPa,增加至 C 组的 23.1 MPa。结合式(1)和式(2)可知,连续油管压裂技术对比底封拖动压裂技术具有更高的压力传递效率。在增大排量时,可分配更多压力去压裂改造储层,而不是单纯增大井筒内的压力损耗。如图 3 所示,连续油管压裂技术的井筒内流体流动截面对比底封拖动压裂技术更大,井筒内流体流动压力损失更低。

随埋深和地应力的进一步增大(B 组~C 组),连续油管压裂技术的施工难度开始变大,由 B 组的 1 次砂堵增至 C 组的 3 次砂堵和 1 次施工压力异常高,事故率由 16.7% 增至 40%,对比 C 组桥射联作压裂技术的施工情况(表 2),结合井筒内管串结构分析(图 3),认为连续油管压裂技术井筒内流体流动截面

随虽大于底封拖动压裂技术,但小于桥射联作压裂技术,在深部高应力区煤储层中压裂裂缝张开程度较浅度地应力区更小,尤其是在煤储层中各类已闭合、阻塞天然裂隙大量开启时,单位时间流入单一裂缝中的压裂液流量不够,致使携砂能力不足^[34-36],压裂砂因无法被及时带走而堆积形成砂堵,如图8所示。

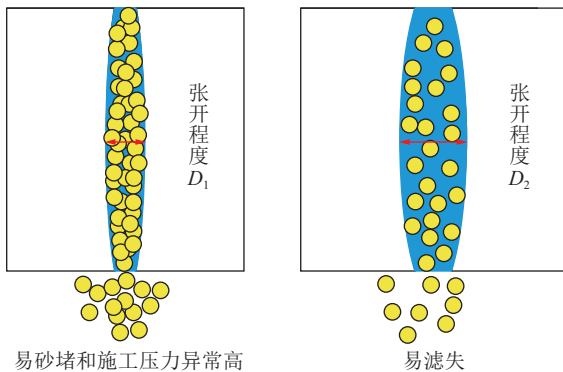


图8 压裂裂缝的张开程度与压裂砂的堆积($D_1 < D_2$)

Fig.8 Degree of opening of fracturing cracks and the accumulation of fracturing sand ($D_1 < D_2$)

如图7b、图7c所示,桥射联作压裂技术的平均施工压力与停泵压力相关性显著,与压裂点的位置相关性不显著,其变化规律与连续油管压裂技术一致。平均施工压力由B组的25.7~37.5 MPa增大至C组的36~43 MPa。同时,停泵压力由B组的平均15.1 MPa和C组的平均25.7 MPa。与同组连续

油管压裂技术对比,桥射联作压裂技术的平均施工压力和停泵压力都更高。结合式(1)、式(3)和组内压裂事故率和类型以及井筒内管串结构分析(图3、表2),可知桥射联作压裂技术对比连续油管压裂技术,压力传递效率以及对压裂砂的携送能力更佳,更易实现高阶煤储层的“疏导式”压裂改造。

如图9所示,埋深770~910 m的A组,投产后开发生产指标(见气压力、平均稳产气量、当前流压和目前气量),非常接近,表明组内2口井的生产效果相差不大,煤储层改造效果接近。埋深1000~1100 m的B组,底封拖动压裂技术对比连续油管压裂技术,前者在平均稳产气量和目前气量2方面明显不及后者。而桥射联作压裂技术生产效果最佳,在当前流压和平均稳产气量优势非常显著。埋深超过1000 m后,底封拖动压裂技术的不适性开始突显。埋深1200~1280 m的C组,2井的平均稳产气量和目前气量虽与其他组相当,但见气压力和当前流压远超其他组,表明两者煤储层有效改造范围大,尺度改造深,流体压降传递效率和煤层气解吸运移速率高。

底封拖动压裂技术因井筒内的沿程压力损耗过大,难以满足1000 m以深煤储层“疏导式”压裂改造的需求。连续油管压裂技术虽可满足排量增大时施工压力传递的需求,但随着深度和应力的增大(超过1200 m),对压裂砂携送能力不足问题开始突显。

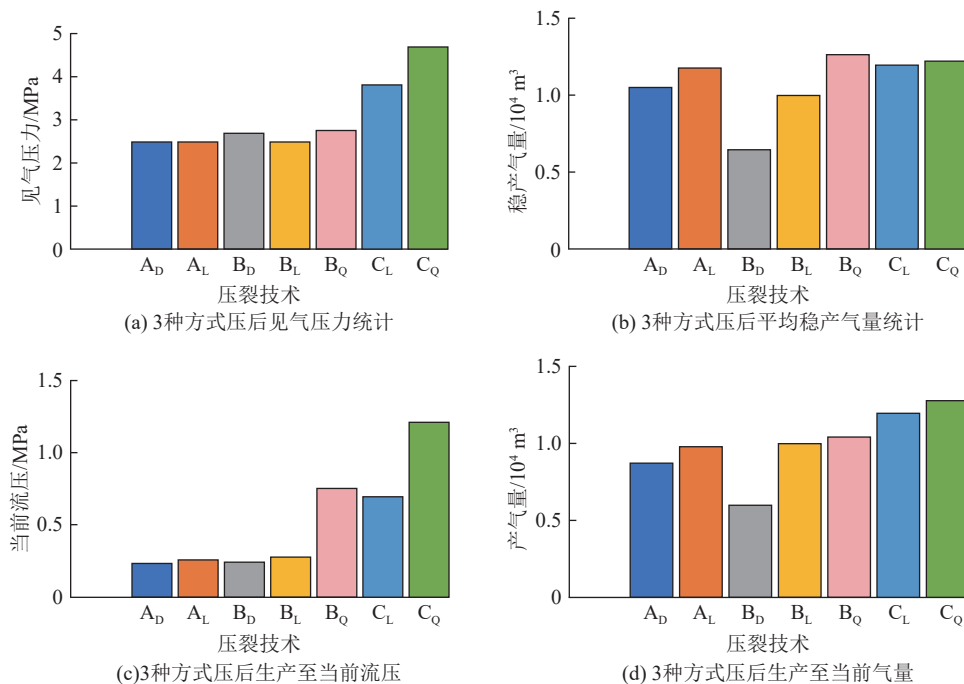


图9 不同深度主体压裂技术开发指标统计

Fig.9 Development index statistic of primary fracturing techniques at different depths

桥射联作压裂技术综合考虑压裂施工效果和压后生产效果,显示其不仅可满足深度在1 250 m附近高阶煤储层“疏导式”压裂改造的需求,同时还具备进一步增大压裂改造规模潜力,实现更深条件下,煤储层“疏导式”压裂改造的施工和改造目标的达成。

4 结 论

1)煤层气“疏导式”改造理念,将整体导流能力虽已受损,但仍弥散于煤储层中的割理、气胀节理和外生裂隙等看作潜在优势运移通道,在构建长人造主裂缝的基础上,要求串联、疏通不同位置的割理、气胀节理和外生裂隙等,同时重新充分开启已闭合、阻塞的各类孔隙,建立人工干预下的以铺砂主裂缝为骨架的畅通孔-裂隙通道网络,通过铺砂长主裂缝实现最大范围控储,通过激活煤储层中原始孔-裂隙系统实现高效动储,从而有效导通供给端与需求端,大幅提升缝控范围内流体压降传递效率和煤层气解吸运移速率。

2)平均施工压力与煤储层内部天然孔-裂隙通道系统的被开启程度正相关。停泵压力一定程度上可理解为平均施工压力中,作用于煤储层之上发挥改造作用的那一部分压力。事故类型是压裂技术与储层地质条件之间匹配程度的表现,某一类事故发生率过高则能间接反映该项压裂技术在某一方面存在上限或者不足。压裂施工曲线是地下煤储层随着压裂施工的持续进行,其内部所发生的各类变化在地表的综合反馈。投产后见气压力关联煤储层改造后,其内部所构建通道网络的导通程度。当前流压和气量(生产1 a)、综合平均稳产气量,综合反映所构建通道网络对其范围内煤层气资源的控制和动用程度。基于上述七项关键指标评价“疏导式”压裂改造效果和主体压裂技术适应性。

3)随埋深和地应力的增大,煤储层改造难点由易滤失,易近井筒地带天然裂隙过度开启,难造优势主压裂裂缝,转变为优势主压裂裂缝周边的天然裂隙难以逐级规模开启,次级裂缝张开程度不够以及压裂砂携送困难,易脱砂、砂堵。

4)底封拖动压裂技术因井筒内的沿程压力损耗过大,难以满足1 000 m以深,煤储层“疏导式”压裂改造的需求。连续油管压裂技术虽可满足排量增大时压力传递的需求,但随深度和应力的增大,对压裂砂携送能力不足的问题开始显著。桥射联作压裂技术不仅可满足深度在1 250 m附近高阶煤储层“疏导式”压裂改造的需求,同时还具备进一步增大压裂

改造规模的潜力,实现更深条件下,煤储层“疏导式”压裂改造的施工和改造目标的达成。

参考文献(References):

- [1] 姚红生,陈贞龙,何希鹏,等.深部煤层气“有效支撑”理念及创新实践:以鄂尔多斯盆地延川南煤层气田为例[J].*天然气工业*, 2022, 42(6): 97-106.
YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, HE Xipeng, et al. “Effective support” concept and innovative practice of deep CBM in South Yanchuan Gas Field of the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(6): 97-106.
- [2] 孙天竹,康永尚,张晓娜,等.寿阳和柿庄区块煤储层压裂效果及其影响机理分析[J].*煤炭学报*, 2019, 44(10): 3125-3134.
SUN Tianzhu, KANG Yongshang, ZHANG Xiaona, et al. Evaluation of fracturing effect of coal reservoirs in Shouyang and Shizhuang CBM blocks and analysis of influencing mechanism[J]. *Journal of China Coal Society*, 2019, 44(10): 3125-3134.
- [3] 朱庆忠,左银卿,杨延辉.如何破解我国煤层气开发的技术难题:以沁水盆地南部煤层气藏为例[J].*天然气工业*, 2015, 35(2): 106-109.
ZHU Qingzhong, ZUO Yinqing, YANG Yanhui. How to solve the technical problems in the CBM development: A case study of a CMB gas reservoir in the southern Qinshui Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(2): 106-109.
- [4] 徐凤银,闫霞,李曙光,等.鄂尔多斯盆地东缘深部(层)煤层气勘探开发理论技术难点与对策[J].*煤田地质与勘探*, 2023, 51(1): 115-130.
XU Fengyin, YAN Xia, LI Shuguang, et al. Theoretical and technological difficulties and countermeasures of deep CBM exploration and development in the eastern edge of Ordos Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(1): 115-130.
- [5] 朱庆忠,杨延辉,左银卿,等.对于高煤阶煤层气资源科学开发的思考[J].*天然气工业*, 2020, 40(1): 55-60.
ZHU Qingzhong, YANG Yanhui, ZUO Yinqing, et al. On the scientific exploitation of high-rank CBM resources[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(1): 55-60.
- [6] 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.
- [7] 付玉通,马健强,李永臣,等.延川南区块深层煤层气井产能主控因素[J].*煤田地质与勘探*, 2017, 45(5): 48-53.
FU Yutong, MA Jianqiang, LI Yongchen, et al. Research on key factors of CBM well productivity in deep strata in block of south Yanchuan[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2017, 45(5): 48-53.
- [8] 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, LYU Shuaifeng, 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.
- [9] 胡秋嘉, 李梦溪, 贾慧敏, 等. 沁水盆地南部高煤阶煤层气水平井地质适应性探讨[J]. 煤炭学报, 2019, 44(4): 1178–1187.
- HU Qiujia, LI Mengxi, JIA Huimin, et al. Discussion of the geological adaptability of coal-bed methane horizontal wells of high-rank coal formation in southern Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2019, 44(4): 1178–1187.
- [10] 朱庆忠. 高煤阶煤层气勘探开发新技术与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2021: 8–131.
- [11] 肖宇航, 朱庆忠, 杨延辉, 等. 煤储层能量及其对煤层气开发的影响: 以郑庄区块为例[J]. 煤炭学报, 2021, 46(10): 3286–3297.
- XIAO Yuhang, ZHU Qingzhong, YANG Yanhui, et al. Coal reservoir energy and its impact on CBM exploitation: Illustrated by the case of Zhengzhuang block[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(10): 3286–3297.
- [12] 闵超, 张馨慧, 杨兆中, 等. 基于 CBFS-CV 算法的煤层气井压裂效果主控因素识别[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(1): 168–174.
- MIN Chao, ZHANG Xinhui, YANG Zhaozhong, et al. Identification of main controlling factors of fracturing performance in coal-bed methane wells based on CBFS-CV algorithm[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(1): 168–174.
- [13] 朱庆忠, 李志军, 李宗源, 等. 复杂地质条件下煤层气高效开发实践与认识: 以沁水盆地郑庄区块为例[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(1): 131–138.
- ZHU Qingzhong, LI Zhijun, LI Zongyuan, et al. Practice and cognition of efficient CBM development under complex geological conditions: A case study of Zhengzhuang Block, Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(1): 131–138.
- [14] 赵金洲, 任岚, 胡永全. 页岩储层压裂缝成网延伸的受控因素分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(1): 1–9.
- ZHAO Jinzhou, REN Lan, HU Yongquan. Controlling factors of hydraulic fractures extending into network in shale formations[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013, 35(1): 1–9.
- [15] 蒋廷学, 贾长贵, 王海涛. 页岩气水平井体积压裂技术[M]. 北京: 科学出版社, 2017: 3–65.
- [16] 何骁, 桑宇, 郭建春, 等. 页岩气水平井压裂技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2021: 12–25.
- [17] 赵金洲, 任岚, 沈骋, 等. 页岩气储层缝网压裂理论与技术研究新进展[J]. 天然气工业, 2018, 38(3): 1–14.
- ZHAO Jinzhou, REN Lan, SHEN Cheng, et al. Latest research progresses in network fracturing theories and technologies for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(3): 1–14.
- [18] 肖宇航, 王生维, 吕帅峰, 等. 寺河矿区压裂煤储层中裂缝与流动通道模型[J]. 中国矿业大学学报, 2018, 47(6): 1305–1312.
- XIAO Yuhang, WANG Shengwei, LYU Shuaifeng, et al. Fracture and flow channel model in fractured coal reservoir of Sihe mining area[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2018, 47(6): 1305–1312.
- [19] 王生维, 段连秀, 张明, 等. 煤储层评价原理技术方法及应用[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 2012: 7–54.
- [20] 王生维, 侯光久, 张明, 等. 晋城成庄矿煤层大裂隙系统研究[J]. 科学通报, 2005, 50(S1): 38–44.
- WANG Shengwei, HOU Guangjiu, ZHANG Ming, et al. Analysis of the visible fracture system of coal seam in Chengzhuang coalmine of Jincheng, Shanxi province[J]. Chinese Science Bulletin, 2005, 50(S1): 38–44.
- [21] 张慧. 煤孔隙的成因类型及其研究[J]. 煤炭学报, 2001, 26(1): 40–44.
- ZHANG Hui. Genetical type of pores in coal reservoir and its research significance[J]. Journal of China Coal Society, 2001, 26(1): 40–44.
- [22] 张慧, 吴静, 袁立颖, 等. 煤中气孔的发育特征与影响因素浅析[J]. 煤田地质与勘探, 2019, 47(1): 78–85, 91.
- ZHANG Hui, WU Jing, YUAN Liying, et al. Analysis on the development characteristics and influencing factors of gas pores in coal[J]. Coal Geology & Exploration, 2019, 47(1): 78–85, 91.
- [23] 朱庆忠. 我国高阶煤煤层气疏导式高效开发理论基础: 以沁水盆地为例[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 82–91.
- ZHU Qingzhong. Theoretical basis of dredging and efficient development of high-rank coalbed methane in China: A case study of the Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 82–91.
- [24] 陈万钢, 吴建光, 王力, 等. 北美页岩气压裂技术[M]. 北京: 科学出版社, 2018: 17–83.
- [25] Michael J E, Martin T. 现代压裂技术—提高天然气产量的有效方法[M]. 卢拥军, 邹洪岚, 译. 北京: 石油工业出版社, 2007: 112–203.
- [26] 赵金洲, 付永强, 王振华, 等. 页岩气水平井缝网压裂施工压力曲线的诊断识别方法[J]. 天然气工业, 2022, 42(2): 11–19.
- ZHAO Jinzhou, FU Yongqiang, WANG Zhenhua, et al. Study on diagnosis model of shale gas fracture network fracturing operation pressure curves[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(2): 11–19.
- [27] 王馨玉. 海拉尔油田大规模压裂高停泵压力矿场诊断及其优化设计[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
- WANG Xinyu. Hailaer oil field large-scale fracturing high pump pressure field diagnosis and its optimization design[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2019.
- [28] 李诗豪. 海拉尔油田大规模压裂高停泵压力特征形成机制研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
- LI Shihao. Study on formation mechanism of pressure characteristics of large-scale fracturing high-stop pump in Hailaer oil field[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2019.
- [29] WEIJERS L, WRIGHT C A, SUGIYAMA H, et al. Simultaneous propagation of multiple hydraulic fractures-evidence, impact and modeling implications[C]//Proceedings of International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers, 2000.
- [30] 郭志企. 煤层气水平井分段多簇密集压裂技术与工艺优化: 以大宁区块高阶低渗煤储层为例[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2022.
- GUO Zhiqi. Sectional multi-cluster intensive fracturing and process optimization of CBM horizontal well: A case study of high-

- rank and low permeability coal reservoir in Daning, Shanxi, China[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2022.
- [31] 蔡路, 姚艳斌, 张永平, 等. 沁水盆地郑庄区块煤储层水力压裂曲线类型及其地质影响因素[J]. 石油学报, 2015, 36(S1): 83-90.
- CAI Lu, YAO Yanbin, ZHANG Yongping, et al. Hydraulic fracturing curve types of coal reservoirs in Zhengzhuang block, Qinshui Basin and their geological influence factors[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(S1): 83-90.
- [32] 张小东, 胡修凤, 杨延辉, 等. 沁南煤层气井压裂施工曲线分析[J]. 河南理工大学学报(自然科学版), 2017, 36(3): 21-27.
- ZHANG Xiaodong, HU Xiufeng, YANG Yanhui, et al. Analysis of hydraulic fracturing operation curves of CBM wells in Southern Qinshui Basin[J]. Journal of Henan Polytechnic University (Natural Science), 2017, 36(3): 21-27.
- [33] 张晓娜, 康永尚, 姜杉钰, 等. 沁水盆地柿庄区块 3 号煤层压裂曲线类型及其成因机制[J]. 煤炭学报, 2017, 42(S2): 441-451.
- ZHANG Xiaona, KANG Yongshang, JIANG Shanyu, et al. Fracturing curve types and their formation mechanism of coal seam 3 in Shizhuang block, Qinshui basin[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(S2): 441-451.
- [34] 吴玲莉. 河流动力学[M]. 3 版. 北京: 人民交通出版社, 2020: 49-124.
- [35] 赵金洲, 彭瑀, 李勇明, 等. 高排量反常砂堵现象及对策分析[J]. 天然气工业, 2013, 33(4): 56-60.
- ZHAO Jinzhou, PENG Yu, LI Yongming, et al. Abnormal sand plug phenomenon at a high injection rate and relevant solutions[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(4): 56-60.
- [36] 翟恒立. 页岩气压裂施工砂堵原因分析及对策[J]. 非常规油气, 2015, 2(1): 66-70.
- ZHAI Hengli. Reason analysis and countermeasures of sand plug in shale gas fracturing[J]. Unconventional Oil & Gas, 2015, 2(1): 66-70.