



中国煤炭行业知识服务平台 (中国煤炭期刊网)
www.chinacaj.net



您可能感兴趣的文章、专题：

盘点《煤炭学报》2020年热点论文

《煤炭学报》2021年第1期

“新锐科学家”专题

“深部岩体力学与开采理论”专题

“煤加工与洁净化工技术”专题

“黄河流域矿区生态保护与可持续发展”专题

“煤矿热动力灾害防控技术与装备”专题

“煤矿快速智能掘进理论与技术”专题

“煤系天然气聚集理论与勘探开发技术”专题

“低品质煤浮选过程强化”专题

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

申鹏磊^{1,2,3}, 吕帅锋^{1,4}, 李贵山^{1,2}, 任 博^{1,5}, 白建平^{1,2}, 贾晋生¹, 陈召英¹

(1. 煤与煤层气共采国家重点实验室, 山西 晋城 048012; 2. 山西蓝焰煤层气工程研究有限责任公司, 山西 晋城 048000; 3. 易安蓝焰煤与煤层气共采技术有限责任公司, 山西 太原 030031; 4. 中国地质大学(武汉) 资源学院, 湖北 武汉 430074; 5. 河南省资源环境调查四院, 河南 郑州 450018)

摘要: 储层改造是获得低渗透煤层气井高产的重要手段, 虽然我国深部煤层气资源丰富, 但是由于煤储层渗透率低, 面临着不同煤层气地质条件下的储层改造技术适应性差的困境。以沁水盆地长治北部地区为例, 介绍了研究区地质概况和开发模式, 分析了 4 种深部煤层气井水力压裂工艺技术及应用效果。结果显示以水平井为主要井型、实现压裂后井间干扰提产是规模化开发深部煤层气资源的主要途径。光套管压裂技术可实现大规模压裂, 但容易造成储层污染, 且可调性较差导致压裂效果偏差; 连续油管压裂技术自动化程度和作业效率高, 是目前的主流压裂技术, 但是配套设施要求较高、成本高; 常规油管压裂技术可实现射孔、压裂、封隔一体化作业, 且射流效应定向性强, 但是不能够带压作业, 容易造成压力激动、压后堵前。为此, 自主开发了常规油管带压压裂新技术。该技术以常规油管压裂技术为基础, 在井口和井下油管内安装稳压装置控制压裂过程中油管内外的带压状态, 配合钢丝绳打捞装置, 优化上提下放程序, 从而实现带压拖动压裂作业。该技术压裂施工曲线以压力平稳型为主, 能够形成连续和平直的压裂裂缝通道, 减少储层伤害; 微地震监测显示压裂裂缝两翼长达 70 m; 试验井日产气量达 4 000 m³ 以上; 同时节约了作业成本, 提高了压裂效率。

关键词: 深部煤层气; 水平井; 水力压裂; 带压油管压裂技术; 裂缝监测

中图分类号: P618. 11

文献标志码: A

文章编号: 0253-9993(2021)08-2488-13

Hydraulic fracturing technology for deep coalbed methane horizontal wells: A case study in North Changzhi area of Qinshui Basin

SHEN Penglei^{1,2,3}, LÜ Shuaifeng^{1,4}, LI Guishan^{1,2}, Ren Bo^{1,5}, BAI Jianping^{1,2}, JIA Jinsheng¹, CHEN Zhaoying¹

(1. State Key Laboratory of Coal and CBM Co-mining, Jincheng 048012, China; 2. Shanxi Lanyan Coalbed Methane Engineering Research Co., Ltd., Jincheng 048000, China; 3. Yi'an Lanyan Coal and Coalbed methane Co-mining Technology Co., Ltd., Taiyuan 030031, China; 4. School of Earth Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China; 5. The Fourth Institute of Resources and Environment Investigation of Henan Province, Zhengzhou 450018, China)

Abstract: Reservoir reconstruction is an important means to improve the productivity of coalbed methane (CBM) wells with low permeability. Although China is rich in deep coalbed methane resources, it is faced with the difficulty of poor

收稿日期: 2021-04-19 修回日期: 2021-05-30 责任编辑: 钱小静 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.CB21.0683

基金项目: 山西省科技重大专项资助项目(20201102002, 20181101013); 国家科技重大专项资助项目(2016ZX05067)

作者简介: 申鹏磊(1987—), 男, 山西晋城人, 工程师。E-mail: 624855461@qq.com

通讯作者: 吕帅锋(1990—), 男, 山西晋城人, 助理研究员, 博士。E-mail: lyusf@cug.edu.cn

引用格式: 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, LÜ 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.



移动阅读

geological adaptability of reservoir reconstruction technology under different geological conditions of CBM reservoir due to low permeability. Taking the northern area of Changzhi in Qinshui Basin as an example, this paper introduces the geological situation and development mode of the study area, and analyzes four kinds of deep CBM well hydraulic fracturing technology and application effect. The result shows that the main approaches of large-scale development of deep CBM resources are characterized by horizontal wells and inter-well interference after fracturing. The casing fracturing technology can achieve large-scale fracturing, but it is easy to cause reservoir pollution and poor adjustability. The coiled tubing fracturing technology has high degree of automation and operation efficiency, which is the mainstream fracturing technology at present, but the cost and supporting facilities are high. The conventional tubing fracturing technology can realize the integration of perforation, fracturing and packer operation, and the jet effect is highly directional, but it cannot operate under pressure, which is easy to cause pressure excitation and “opening the back and plugging the front”. Therefore, the authors have independently developed a new fracturing technology of conventional tubing with pressure. The technology is based on conventional tubing fracturing. The pressure stabilizing devices are installed in the wellhead and downhole tubing to control the pressure state inside and outside the tubing during the fracturing process. With the wire rope fishing device, the lifting and lowering procedure is optimized, so as to realize the pressure drag fracturing operation. The fracturing operation curve of this technology is mainly of stable pressure type, which can form a continuous and straight fracture channel, and reduce reservoir damage. Micro-seismic monitoring shows that the two wings of the fracture are 70 m, and the daily gas production of the test well is more than 4 000 m³. At the same time, the operation cost is saved and the fracturing efficiency is improved.

Key words: deep coalbed methane; horizontal well; hydraulic fracturing; tubing with pressure fracturing technology; fracture monitoring

我国煤层气资源丰富,煤层埋深 2 000 m 以浅的煤层气远景资源量约为 36.81×10^{12} m³,占世界煤层气资源总量的 13.7%,位居世界第 3 位^[1-2]。随着我国煤层气地质认识和勘探开发技术不断提高,深部煤层气勘探多地出现好的形势。根据我国煤层气资源评价及勘探开发实践,将埋深 1 000 m 视为深部煤层气和浅部煤层的分界深度^[3]。我国埋深 1 000 ~ 2 000 m 煤层气资源量为 18.9×10^{12} m³,占全国煤层气资源量的 63%,其中埋深 1 000 ~ 1 500 m 和 1 500 ~ 2 000 m 的煤层气资源量分别占 30% 和 33%^[4]。目前煤层气开发主要集中在埋深 1 000 m 以浅,该领域的开发技术相对完善和成熟^[5]。近年来,在沁水盆地郑庄区块 850 ~ 1 100 m 的煤层,采用水平井分段压裂和直井加密井网方式,配合储层改造工艺,达到了区块整体压力释放、井间相互干扰、提高采收率的目的。该区块采气效果实现了稳产高产,水平井单井日产量达 0.5 万 ~ 2.0 万 m³。鄂东延川南区块万宝山一带煤层埋深 1 100 ~ 1 500 m,煤层气直井平均日产量为 1 300 m³,但稳产周期短、产量衰减较快。采取大水平段(大于 1 500 m)水平井分段压裂单井日产高达 28 000 m³。沁水盆地中部的榆社—武乡地区深部煤层气勘探显示煤层气资源量达 2 414 亿 m³^[6],且近年来也取得了技术上的提升,单井日产气量达 6 000 m³。总体而言,虽然深部煤层气的勘探开发在

局部取得了突破,但是整体开发区块仍然存在大量的低产井,深部煤层气行业依然处于初步地质研究和工程实践的起步探索阶段。低产低效高成本仍是目前深部煤层气勘探开发面临的主要难题。

水平井开发井型和水力压裂储层改造是当前普遍认可的煤层气开发提产两大关键技术,其中分段水力加砂压裂能够提高煤层气大面积解吸通道,起到增产增效的作用^[7],同时,深部煤储层低孔、低渗、高温、高地应力等特性决定了煤储层压裂改造势在必行^[8-10]。目前国内外煤储层的压裂技术普遍沿用改造砂岩层等常规油气井的工艺。煤和砂岩在储层物性和储层结构、力学性质等方面有本质的区别。在储层物性和储层结构方面煤层比砂岩低渗透、非均质性强;在力学性质方面塑性易碎易压缩,高泊松比、特低杨氏模量^[6],叠合煤储层顶底板特性和构造特征,导致深部煤储层压裂技术和储层条件的匹配性较差,往往易出现直井压裂对压裂砂镶嵌严重,水平井压裂喷孔半径短导致波及面积小。再者深层煤层气藏地质条件复杂多变,往往无法在不同的地质条件下复制同一种压裂工艺,这种情况下压裂改造的效果也差别很大,因此,急需研究和实践不同的压裂工艺技术使之能够提高深部煤层气的勘探开发效果。

笔者以沁水盆地长治北地区为例,分析了深部煤层气水平井采用的桥塞-射孔联坐光套管分段多簇

水力加砂压裂(以下简称光套管压裂)、连续油管分段喷砂射孔环空加砂底封带压拖动分段水力压裂(以下简称连续油管压裂)、常规油管分段射流水力压裂(以下简称常规油管压裂)等工艺,探讨了不同压裂工艺的适应性,在此基础上研发了常规油管带压拖动分段水力压裂新技术(以下简称带压油管压裂),并通过现场试验取得了较好的应用效果。

1 研究区煤层气勘探开发概况

1.1 煤储层地质特征

长治北区块面积约 200 km²,位于沁水盆地中东部,太行山西麓,属低山丘陵地形。勘探多年表明该区块总体断裂构造复杂,地层倾向总体为 NW 向,低缓平行的褶曲发育较为普遍。褶曲主要以线性构造

为主,大多数为长轴线性褶皱,褶皱幅度和面积一般均较小。背斜和向斜构造在区域分布上具有一定的等间距性,且广泛遍布整个区域。断裂构造主要以 NNE 和 NE 向的高角度正断层为主。区内发育正断层 16 条,逆断层 4 条,断距介于 20~50 m^[11]。区内含煤地层为石炭—二叠系的太原组和山西组(图 1)。主力煤层气开发层系 3 号,15 号煤层全区发育,埋深普遍大于 1 000 m,具有典型的深部煤储层特征,同时也是该区块煤层气勘探开发的主力层位。主力煤层含气量普遍高于 15 m³/t。15 号煤层位于太原组下段,煤层埋深 1 103~1 920 m,煤层厚度 1.10~6.72 m,平均厚度 3.30 m,区内从南向北煤层厚度逐渐增大,其顶板岩性多为砂质泥岩、泥岩,底板为砂质泥岩、泥岩及粉砂岩。3 号煤层位于山西组中下

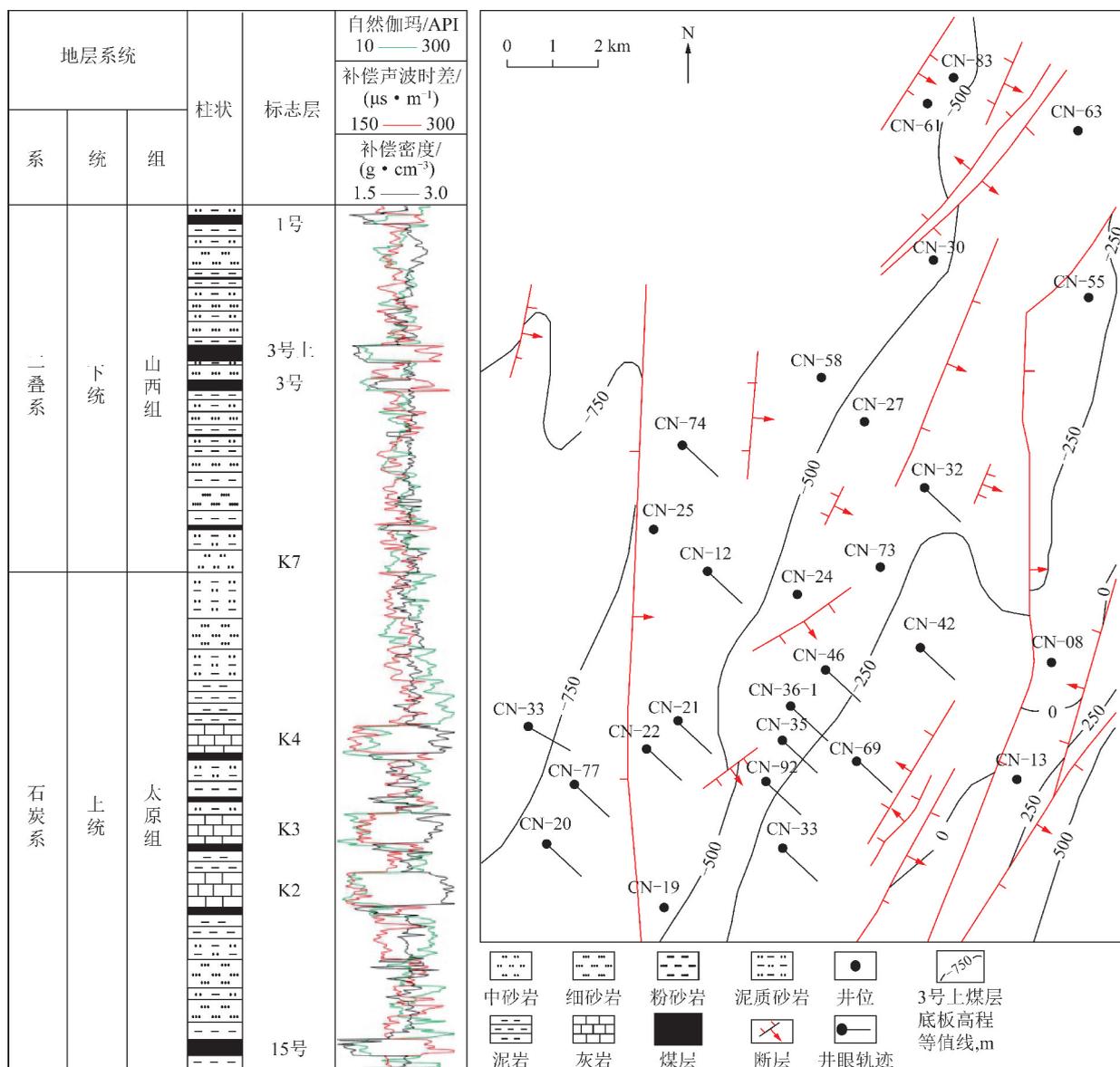


图 1 研究区煤系地层综合柱状图与构造纲要

Fig. 1 Synthetical column of coal measures and tectonic outline in the study area

段,一般含夹矸0~2层,煤层埋深1 025~1 790 m,煤层厚度1.60~2.55 m,平均厚度2.14 m,由区块中南部和北部向四周逐渐变薄。煤体结构以原生结构煤和碎裂煤为主,室内岩心渗流实验测得渗透率为 $0.06 \times 10^{-15} \sim 0.35 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 。其顶板多为泥岩、砂质泥岩,底板为泥岩及细粒砂岩。

1.2 煤层气开发特点

地质上通过野外填图、二维地震勘探,识别区块内幕断层、局部小圈闭等分布特点;布井方式采用勘探开发一体化的“川”字型水平井井组开发;钻井工艺上水平井采用二开导眼取心、三开完井的井身结构,其中在二开导眼钻进过程中,辅以综合录井、地质和气测跟踪,对煤层及顶底板取心作业进行准确的地质把控;同时采用导眼井段的地球物理测井和岩心样品的实验测试,控制和掌握区块的地层层序和空间叠置规律^[11],并且获取煤岩组分、煤岩结构构造、孔渗特征、力学性质和煤层气含量等参数,评价煤层气产能和潜力,进而综合论证并不断扩大水平井部署,提高水平井开发成功率,实现经济有效开发。

水平井部署区首先运用三维地震综合解释成果预测水平着陆目的煤层的垂深、位移以及水平段可能钻遇的断层等地质构造的位置、地层倾角等(图2),利用测-定-录一体化地质导向技术^[12]实时优化井眼轨迹,提高了水平段的煤层钻遇率(图3)。根据研究区渗透率、煤岩力学参数等,经压裂数值模拟,确定“川”字型水平井的最佳井间距和压裂簇间距,以达到储层改造后井段间应力相互干扰、区域地层应力释放的效果,从而实现工程效果范围内煤层快速降压、提高煤层气产量。需要说明的是,井间干扰在煤层气井钻井、压裂和生产的各阶段都可能发生。研究区的井间干扰提产途径主要是在煤层气井排采阶段,其机理是随着排采的进行,煤层原始平衡状态被打破,储层压力传播使压降漏斗范围不断扩大并发生叠加,同时造成能量迁移,增强孔裂隙中煤层气解吸、扩散和运移的动力,从而提高压降速率和压降漏斗面积。井间干扰主要受煤层形态、煤体结构、煤岩物性等地质因素和井网密度、压裂裂缝分布、排采工作制度等工程因素的控制^[13]。

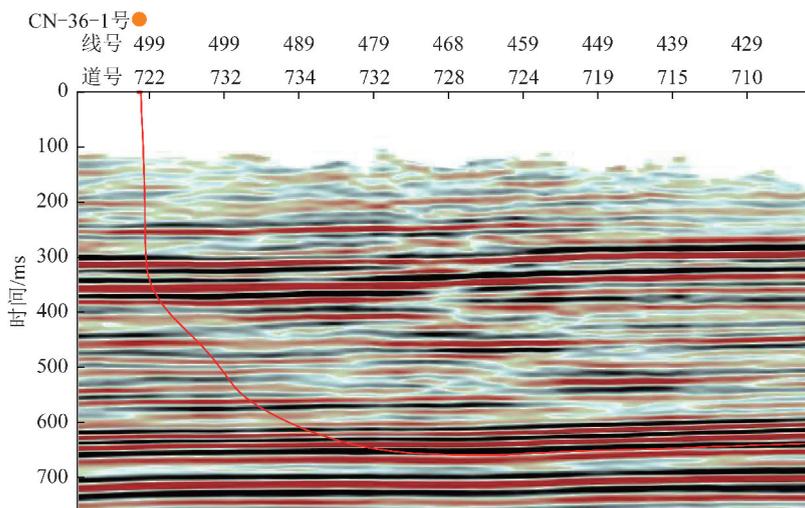


图2 水平井轨迹与三维地震时间剖面

Fig. 2 Horizontal well trajectory and 3D seismic time profile

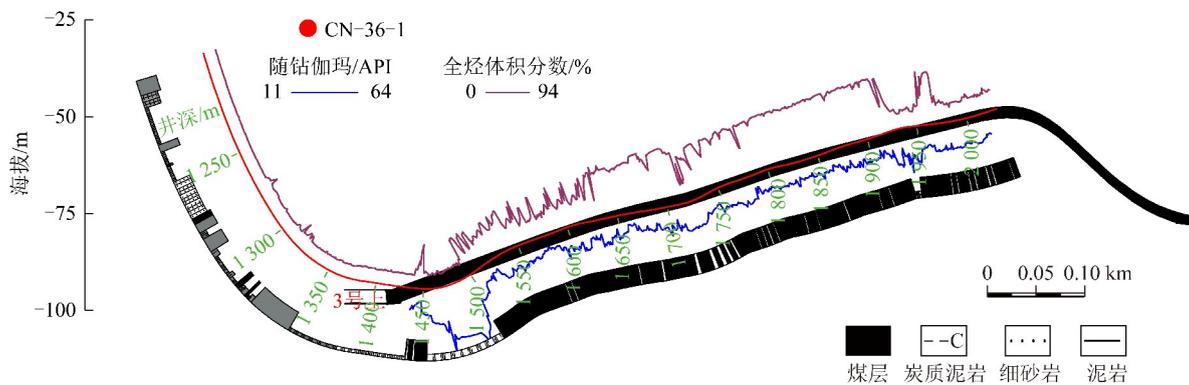


图3 水平井水平段地质导向

Fig. 3 Geosteering of horizontal section in horizontal well

2 水平井对煤储层改造机理

煤储层属于割理裂缝型储层,其裂缝系统包含了层面、外生节理、气胀节理、内生裂隙、滑移面和微裂隙等结构弱面。这些天然裂缝在成因(沉积作用和构造作用)、发育规模、产状及其组合形式等方面具有显著的差异性,导致天然裂缝空间分布具有强非均质性。此外,在高应力条件下,这些天然裂缝处于闭合状态或被石英、方解石等矿物充填使储层渗透性低。水平井增大了井筒与煤储层的接触面积,轨迹对气藏有很大的穿透性^[14-15]。通过水力压裂,在高压流体注入煤储层后,不仅可以打开天然裂缝,而且还可以形成新的人工裂缝,这些压裂裂缝相互连通,从而形成复杂的裂缝网络。水力压裂时,根据能量最小原理,压裂裂缝首先沿着阻力最小的天然裂缝这种结构弱面扩展,天然裂缝发生张性破裂的缝内净压力^[16]为

$$P_{\text{net}} > \frac{\sigma_{\text{H}} - \sigma_{\text{h}}}{2}(1 - \cos 2\theta) \quad (1)$$

天然裂缝发生剪切破裂的缝内净压力为

$$P_{\text{net}} > \frac{1}{K_{\text{f}}}\left[\tau_0 + \frac{\sigma_{\text{H}} - \sigma_{\text{h}}}{2}(K_{\text{f}} - \sin 2\theta - K_{\text{f}}\cos 2\theta)\right] \quad (2)$$

当压裂裂缝达到一定的长度后,会发生裂缝转向,沿着最大主应力方向延伸,其转向曲率半径为

$$R = \lambda \left[\frac{1}{\sigma_{\text{h}}(\kappa - 1)} \right]^2 \sqrt{\frac{E^3 \mu Q}{H}} \quad (3)$$

式中, P_{net} 为缝内净压力,MPa; σ_{H} 为最大水平主应力,MPa; σ_{h} 为最小水平主应力,MPa; θ 为天然裂缝与最大主应力方位夹角; K_{f} 为天然裂缝面的摩擦因数; τ_0 为天然裂缝内岩石黏聚力,MPa; R 为裂缝转向曲率半径,m; λ 为试验系数,一般取0.1~0.5; κ 为最大水平主应力和最小水平主应力之比; E 为弹性模量,GPa; μ 为流体黏度,mPa·s; Q 为压裂液排量, m^3/s ; H 为缝高,m。

此外,支撑剂的添加和煤岩剪切裂缝的粗糙面,使裂缝网络系统形成外来颗粒支撑和自支撑等支撑形式^[17],阻止压裂裂缝的闭合,从而维持高效的渗透通道。

水平井采用分段多簇压裂方式,每一压裂层段的煤层改造后裂缝网格在纵切面上整体呈不规则椭圆形,多个裂缝椭球体贯穿于水平井筒的主干沟通线,形同串珠(图4)。在细分切割密集布缝的压裂模式

下,缩小了分段和分簇间距,裂缝椭球体在不断扩展基础上相互靠近,整个井筒周围的煤层空间交汇贯通。水平井的这种缝网改造有利于后期井间干扰。井间干扰发生在同一水平井相邻段之间以及相邻煤层气井流体泄流的长轴方向,即压裂主干裂缝延伸方向。通过井网优化和缝网改造后,煤层气井排采阶段更容易形成体积压降,扩大煤层气解吸漏斗,从而大幅提高煤层气水平井产量。

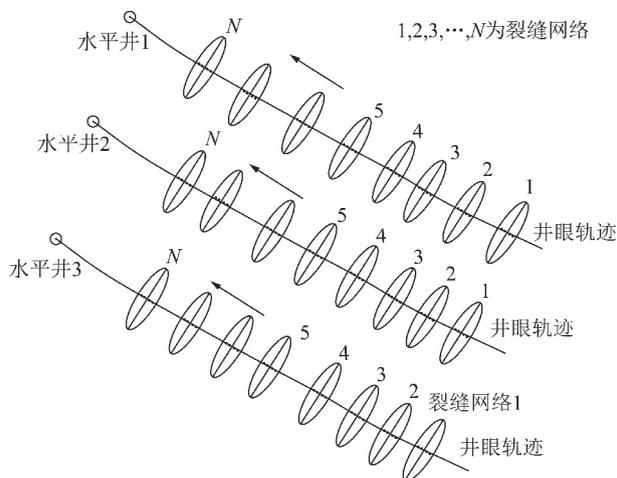


图4 水平井分段压裂裂缝展布示意

Fig. 4 Hydraulic fracture distribution of staged fracturing in horizontal wells

3 深部煤层气水平井水力压裂技术

3.1 光套管压裂技术

光套管压裂技术是采用电缆连接已设定多级点火装置的桥塞和射孔枪,并通过水力高压将工具串泵送至目的位置,然后地面激发电信号依次实现桥塞坐封和射孔,每一段射孔2~4簇,形成多簇孔眼后起出电缆工具串,通过套管注入压裂液的方式进行压裂(图5(a))。相较于油管压裂技术,该项技术在压裂应用过程中由于井筒内已无电缆工具串,所以安全性较高,不存在砂卡和工具串落井的风险。此外套管内径较油管大,经多簇射孔后形成的孔眼密集且数量多,可以实现大排量、大体积压裂,从而提高缝内净压力,形成数量较多的复杂裂缝网络。运用这种压裂技术在每段压裂前套管内均为带压状态,可以避免压力激动造成的抽吸,从而保证煤粉和支撑剂不易返出而堵塞孔眼。

针对深部煤层气开发模式和煤储层特征,光套管压裂技术在适应性方面也存在一定的缺陷。首先,桥塞是从井口通过高压泵送至井下目的位置的,在桥塞高压推送过程中会将其底部井筒内的液体挤进煤储层中压裂所形成的裂缝,从而对裂缝中形成的砂床造

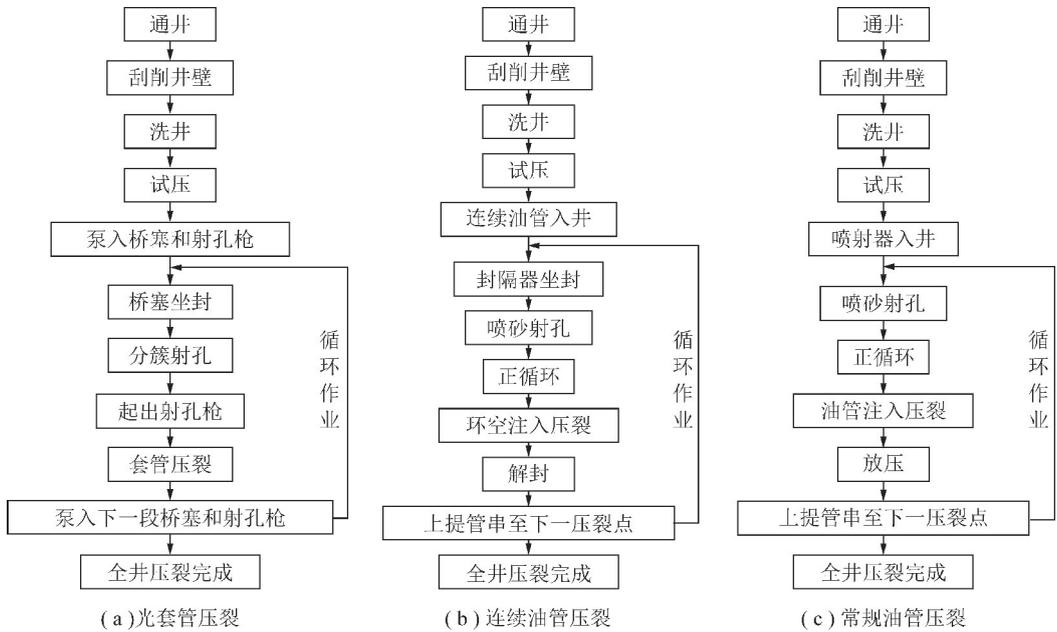


图 5 煤层气水平井水力压裂工艺作业流程

Fig. 5 Flow chart of hydraulic fracturing process for CBM horizontal wells

成破坏;同时,被挤入的套管串内壁沉淀的杂质也会对煤储层造成污染。其次,大排量压裂使裂缝缝高可控性较差,且缝高的延伸易于沟通煤层顶底板的含水层,增大后期排水降压难度。因此该项技术主要适用于中-厚煤储层,且顶底板为稳定的弱含水层。此外,为了增强压裂的稳定性和提高压裂效果,防止在压裂过程中相邻井段的串通,需要对生产套管进行水泥封固。水泥浆泵入过程中,套管外坍塌的煤块又容易使循环通道堵塞,造成回压升高,并将水泥浆憋入煤层,造成二次污染。即使压裂完成后补射孔,封固水泥对储层造成的污染也不可能完全清除,最终直接影响产气效果。

研究区 CN-42 井采用光套管压裂技术,通过套管将压裂液和支撑剂注入煤层,该井共压裂 8 段,平均每段压裂作业时间 1.5 h。套管中压裂液排量阶梯式升高,最高达 $10 \text{ m}^3/\text{min}$,压裂施工曲线中套管压力多以波动型为主(图 6),裂缝延展压力为 $30 \sim 40 \text{ MPa}$,前置液形成的主干裂缝延展较为迂曲,裂缝形态平直度受限,波动型压力曲线也可以反映出压裂形成的人工裂缝沟通了较多天然裂缝,或者频繁形成新的压裂裂缝。

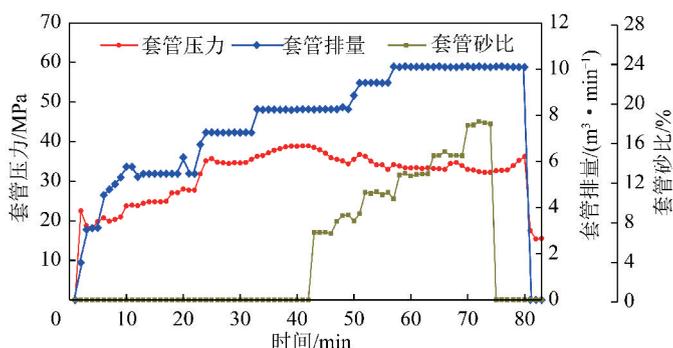
3.2 连续油管压裂技术

连续油管压裂技术是基于连续油管作业车发展起来的,由于其施工高效性而被普遍采用。该技术采用连续油管将喷射器、封隔器、单流阀等工具连接并传送到既定位置。封隔器坐封后,从连续油管内传送到射孔液至喷射器,经喷嘴节流后形成高压,射穿套管

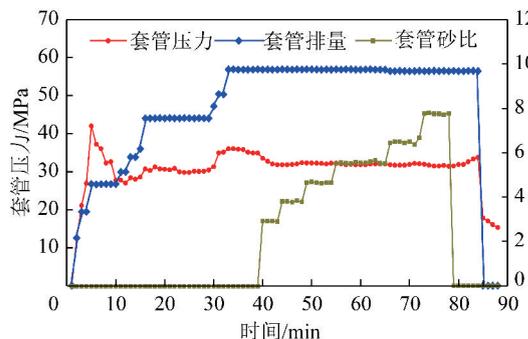
至煤储层,连续油管与套管的环形空间作为主压裂通道,依次完成前置液、携砂液、顶替液的注入程序。压裂过程中,须持续在连续油管内注入压裂液,保持其畅通。每一段压裂完成后,通过上提下放管串将封隔器解封,拖动连续油管至下一目标层段即可继续进行压裂作业。这种压裂技术目前较为成熟,压裂作业各个环节衔接紧凑,作业效率高,可实现带压作业(图 5(b))。

该项技术的应用设备自动化程度高,因此作业费用也往往较大。除水力压裂自身费用外,水平井每一段压裂,都需要连续油管作业车和 30 t 以上规格吊车配合,作业车和吊车的租赁单价分别为 $5 \text{ 万} \sim 7 \text{ 万元}/\text{d}$ 和 $0.35 \text{ 万元}/\text{台班}$ 。如以一口水平段为 800 m 的水平井为例,在压裂间距 $60 \sim 70 \text{ m}$,压裂段数为 12 段时,仅作业车和吊车的租赁费用就高达 87 万元。同时,在深部松软破碎煤层中作业时,当射孔沟通煤层、大量煤屑返出时,固相颗粒容易卡死单流阀,使无法建立正常的油套循环,进而增加埋管事故的风险。

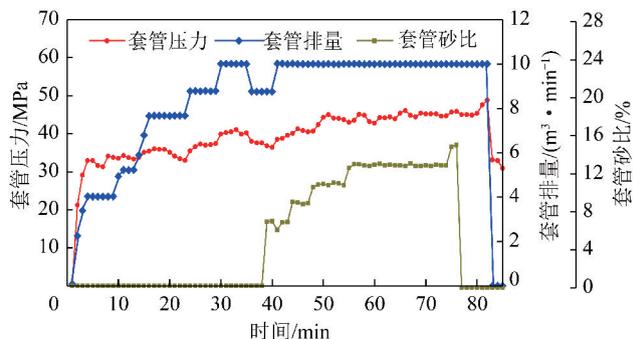
研究区 CN-46 井采用连续油管压裂工艺,通过环空注液和加砂方式进行压裂,该井共压裂 8 段,簇间距平均 65 m ,平均每段压裂作业时间 3 h。环空中前置液排量阶梯式升高,最高达 $5 \text{ m}^3/\text{min}$,携砂液阶段排量保持稳定。压裂施工曲线中套管压力多以平稳型为主(图 7),裂缝延展压力多数高于 30 MPa 。压裂裂缝扩展较为平直,泵入支撑剂较为流畅,更容易形成具有主通道的压裂裂缝。



(a) 压力波动型



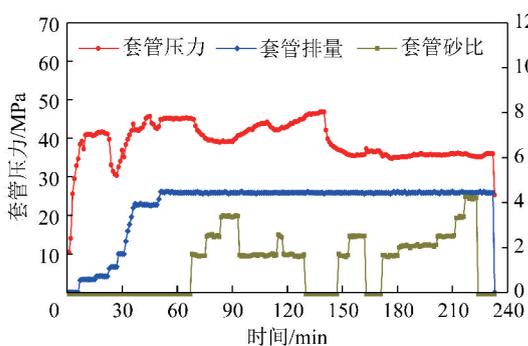
(b) 压力平稳型



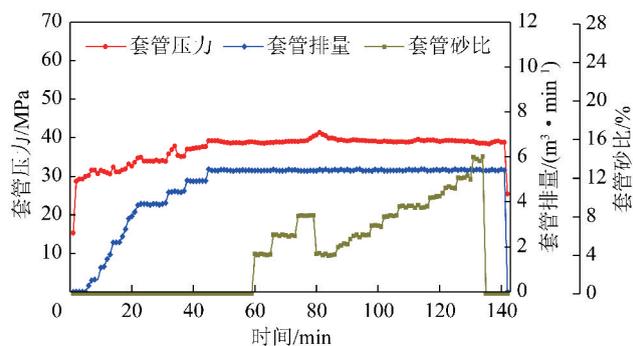
(c) 压力上升型

图6 煤层气水平井光套管压裂工艺施工压力典型曲线

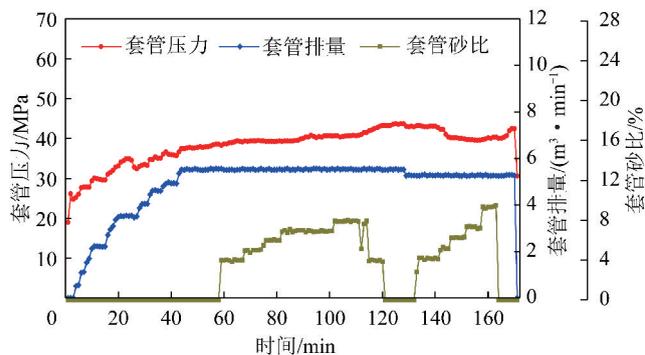
Fig. 6 Typical types of construction pressure of casing fracturing technology in CBM horizontal wells



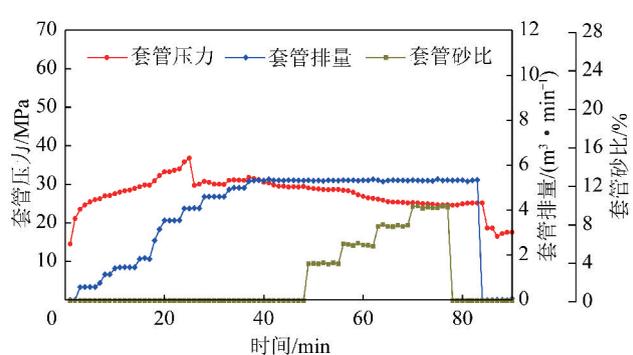
(a) 压力波动型



(b) 压力平稳型



(c) 压力上升型



(d) 压力下降型

图7 煤层气水平井连续油管压裂工艺施工压力典型曲线

Fig. 7 Typical types of construction pressure of coiled tubing fracturing technology in CBM horizontal wells

3.3 常规油管压裂技术

常规油管压裂技术是利用普通油管将喷射器送至井下既定位置,在油管内注入压裂液,经喷嘴节流

增压后利用动能射穿套管,并在煤层中形成定向高压孔道,随着压裂液不断的注入,最终形成压裂裂缝(图5(c))。而喷嘴附近,由于高压卷吸作用,形

成了局部负压区,从而起到封隔的作用。该压裂技术的优点是实现了射孔、压裂、封隔一体化作业,操作简单、施工成本低。另外,喷砂射孔相比常规射孔弹爆燃射孔,射孔时形成的孔道长、孔径大,有利于引导裂缝定向扩展。

但该技术施工周期较长,每完成一段压裂后,需要释放油管内及油套环空压力后才能拖动油管至下一段继续进行作业。放压时间的长短直接影响了压裂作业效率和对煤储层的伤害程度。放压时间过长,相邻 2 段压裂间隔就会越长,从而影响全井压裂作业周期;放压时间过短,又容易引起煤层压力激动,使煤粉和支撑剂返吐,堵塞气体运移通道,影响后期煤层

气产出量,更容易引起煤层坍塌,造成压裂管柱被埋的事故。此外,该项压裂技术主要利用了流体的喷射产生的高动能效应,射流的方向性较强,主要适用于厚度较薄煤储层的压裂改造,而对于厚煤层,改造规模有限,不容易形成复杂缝网。

研究区 CN-92 井采用常规油管压裂技术,通过油套同注、油管加砂方式进行压裂。该井共压裂 10 段,平均每段压裂作业时间 5 h。油管压裂液排量为 $2 \text{ m}^3/\text{min}$ 左右,压裂施工曲线中油管压力多以波动型为主(图 8),裂缝延展压力为 $50 \sim 60 \text{ MPa}$,压力波动最高达 20 MPa 。支撑剂通过阶梯式变排量注入,且加砂量普遍较少,约 20 m^3 。

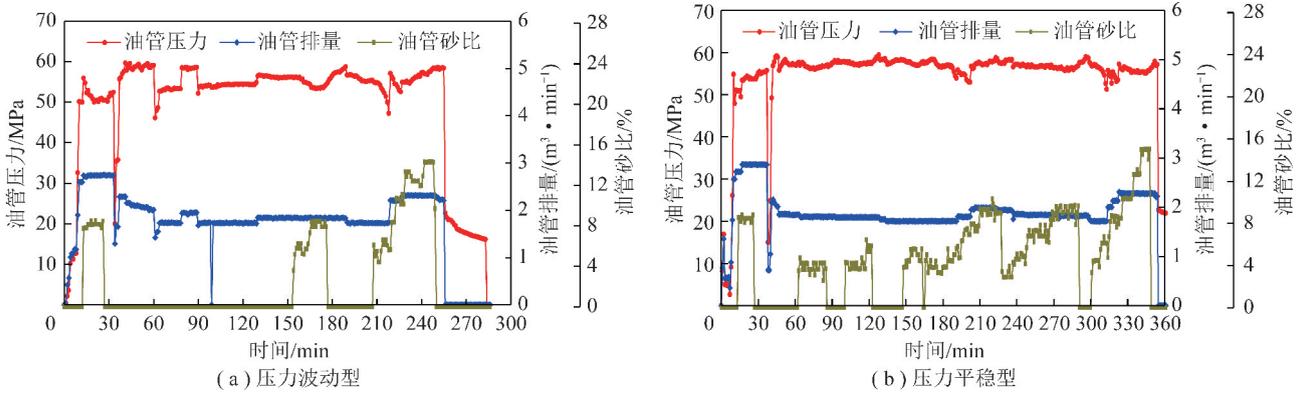


图 8 煤层气水平井常规油管压裂工艺施工压力典型曲线

Fig. 8 Typical types of construction pressure of conventional tubing fracturing technology in CBM horizontal wells

4 带压油管压裂新技术

鉴于光套管压裂技术对煤储层伤害、污染大、裂缝高度可控性较差,连续油管压裂技术施工成本高、安全风险大,常规油管压裂技术不能实现带压作业、作业效率低、洗井中易压后堵前等技术现状,深部煤储层水平井水力压裂技术适应性已成为制约煤层气高效开发的一大技术瓶颈。

4.1 技术流程

水力压裂新技术(图 9,10)是以常规油管压裂技术为基础,在套管中下入井下管串组合(图 9(a)),通过安装井口稳压装置(图 9(b))和井下油管内稳压装置(图 9(c))实现压裂过程中油管内外带压状态,配合钢丝绳打捞装置(图 9(e)),优化上提下放程序,最终实现带压拖动压裂作业。具体作业流程为:

(1) 利用通径规和刮削器进行通洗井和刮套管作业;安装井口四通、液压单闸板防喷器、液压环形防喷器。

(2) 依次下入导向头、筛管(图 9(d))、单流阀、

喷射器、循环滑套、液压脱手、变扣接、调整油管、预置工作筒、油管,油管采用丝扣连接油管挂,油管挂座于液压环形防喷器上;喷射器位于第 1 个压裂点位置。

(3) 安装悬挂上法兰、井口闸阀组,井口闸阀组上法兰与地面压裂管线连接,并进行试压合格。

(4) 关闭液压单闸板防喷器,打开液压环形防喷器,油管内喷砂射孔,正常压裂作业。

(5) 压裂完毕后停泵测压降。

(6) 打开井口四通的放压阀进行油管和套管之间环空放压,待压力降至设定值,关闭放压阀。

(7) 打开井口闸阀组的放压阀进行油管内放压,待压力降至设定值,关闭放压阀。

(8) 泵入堵塞器至预置工作筒,如泵压上升,证明堵塞器到位。

(9) 缓慢打开井口闸阀组的放压阀以检查堵塞器坐封是否良好。

(10) 打开液压单闸板防喷器,关闭液压环形防喷器,拆卸井口闸阀组。

(11) 起油管作业,将喷射器移动至第 2 个压裂点。

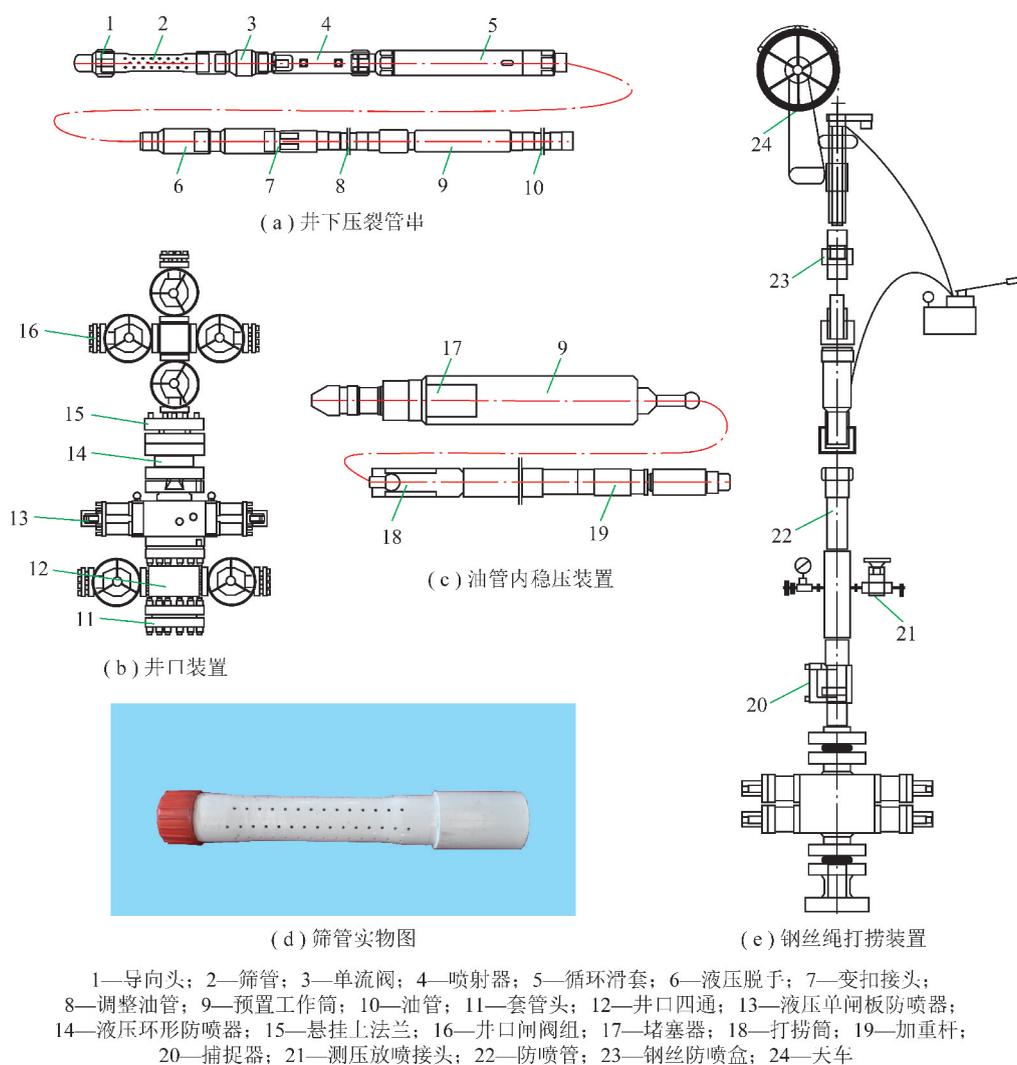


图9 带压油管压裂装备结构单元

Fig. 9 Structural units of tubing with pressure fracturing equipment

(12) 安装井口闸阀组、捕捉器、测压放喷接头、防喷管、钢丝绳防喷盒、天车。

(13) 将打捞筒、加重杆用钢丝连接并入井进行打捞堵塞器作业。

(14) 关闭井口闸阀组上阀门，打开井口闸阀组下阀门。

(15) 堵塞器和打捞筒移至上下阀门之间后，关闭井口闸阀组下阀门，打开井口闸阀组上阀门，并将堵塞器打捞至防喷管内。

(16) 拆卸捕捉器、测压放喷接头、防喷管、钢丝绳防喷盒、天车。

(17) 关闭液压单闸板防喷器，打开液压环形防喷器。

(18) 将井口闸阀组和地面压裂管线连接，打开井口闸阀组下阀门，进行正常压裂作业。

(19) 重复流程(5)~(18)，直至完成第 N 个压裂点。

4.2 压裂效果

研究区 CN-36-1 井采用该新技术进行压裂。该井共压裂 8 段，平均每段压裂作业时间 3~4 h。油管压裂液排量为 $2.5 \text{ m}^3/\text{min}$ 左右，压裂施工曲线中油管压力多以平稳型为主(图 11)，裂缝延展压力稳定在 50~60 MPa。携砂液阶段该井平均砂比约 10%。水力压裂期间，利用微地震技术对压裂裂缝的扩展过程进行了监测。以压裂施工进程的 1/5 时段为间隔，从压裂裂缝的时间累积成像可以看出，前置液造缝阶段(0~1/5 时段)，主干压裂裂缝开始形成，后续支撑剂注入阶段，压裂裂缝长度延展缓慢，垂直主干裂缝方向逐渐向外围扩展并沟通连成一片。终期压裂裂缝形态较为复杂，东西两翼裂缝非均匀发育，表现为裂缝形态不对称，两翼裂缝走向存在夹角。微地震解释压裂裂缝为垂直裂缝，西翼缝长 70 m，延展方位为 SW10°，东翼缝长 78 m，延展方位为 NE40°(图 12)。

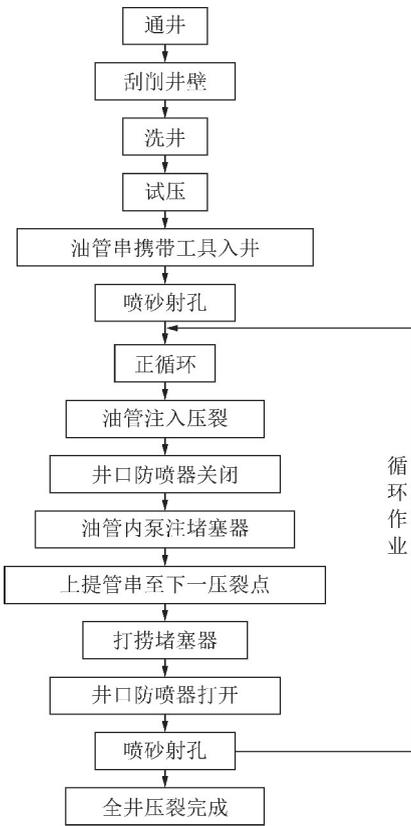


图 10 带压油管压裂工艺作业流程

Fig. 10 Flow chart of tubing with pressure fracturing process for CBM horizontal wells

带压油管压裂新技术对于常规油管压裂有明显的优势。该压裂技术在改造储层提高渗透性的同时,也向地层注入了与地层流体不匹配的压裂液体,因此其本身也存在对煤储层的污染。在保证正常压裂的前提下,如果不增加额外的压裂液或者其他外界流体,那么储层污染程度将会大大降低。利用常规油管压裂时,第 1 段压裂完成后,需上提油管至第 2 个压裂点,在上提油管前需要进行放喷释压,使第 1 个压裂点的压力快速降低,这就破坏了停泵后正常稳定的压降。在压裂第 2 段时,压裂液和管柱压力难以避免地会先向压力较低的第 1 个压裂点位置传递,造成已压的第 1 段储层污染和压力激动,从而增加煤体的机械疲劳度和应力敏感,影响已形成的压裂裂缝形态,甚至出现压后堵前的现象。带压油管压裂新技术在每一段压裂停泵后,煤储层和已完成压裂段井筒形成一个相对密闭空间,通过自然或人为控制压降至储层闭合压力,从而形成最低稳定压力,因此在不增加液量的条件下,该技术压后对储层扰动小,有利于压力传递和压裂裂缝扩展。

相比于目前通常采用的以上 3 种压裂技术,该新技术在能够带压作业、压裂过程中泵注压力和加砂效果维持现有基础上,减少压裂对煤储层伤害,同时在作业成本、作业周期和产气量等方面具有一定的优

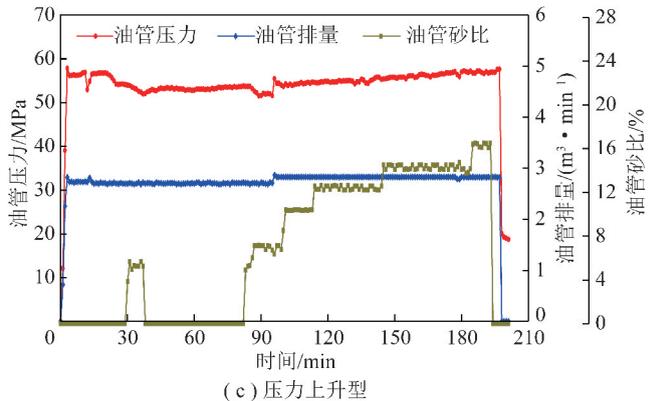
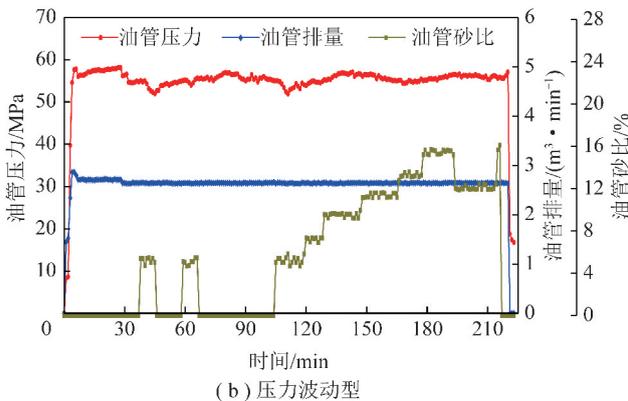
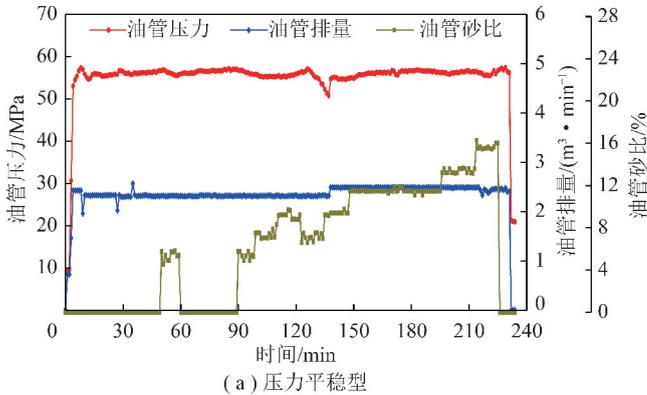


图 11 煤层气水平井带压油管压裂工艺施工压力典型曲线

Fig. 11 Typical types of construction pressure of tubing with pressure fracturing technology in CBM horizontal wells

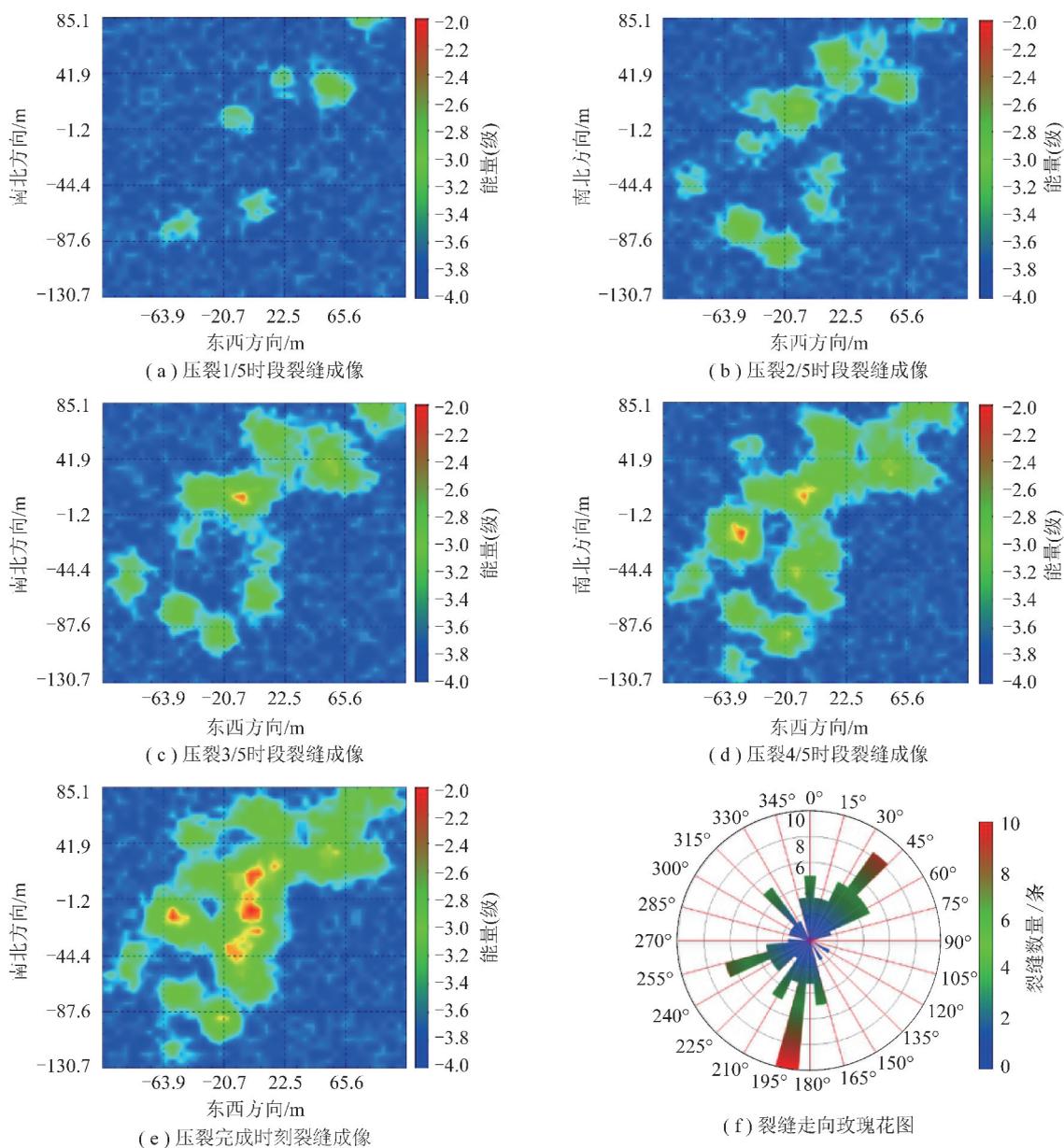


图12 CN-36-1井压裂裂缝时间累积成像及裂缝方位统计

Fig. 12 Time accumulation imaging of hydraulic fractures and fracture orientation statistical diagram of CN-36-1 well

势,可节约配套压裂作业的装备使用费,缩短作业时间,大幅提高作业效率(图13)。带压油管压裂新技术包括射孔—循环—压裂—测压降—上提管柱流程的单层/单段作业时间为5.8 h,与光套管压裂和连续油管压裂作业时间接近,远远小于常规油管压裂的50~60 h的作业时间。另外,带压油管压裂新技术配套设备简单,单段压裂成本比连续油管压裂低8万元左右。对于压裂过程而言,4种压裂技术的泵注压力总体上相差不大,压裂曲线显示地层破裂压力为39~42 MPa,停泵压力为22~27 MPa。对于高应力条件的深部煤储层,压裂过程中加砂量和砂比是衡量裂缝扩展和压裂效果的重要参数。从压裂实践来看,光套管压裂技术具有较高的排量,单段的加砂量和砂比最

高,带压油管压裂技术的加砂量和砂比略高于连续油管压裂,常规油管压裂技术最低。以CN-36-1井为代表试验井利用带压油管压裂技术,注入压力多保持平稳(图14),在形成主干压裂裂缝的基础上有效铺砂,保证排采阶段气水产出高效性和稳定性,排采阶段该井产气量达到4 000 m³以上(图15),后期产气量有待更高的突破。压裂施工曲线的形态与压裂裂缝扩展规模往往具有一定的对应关系,施工压力越平稳,遇到砂堵、漏失等情况就越多,压裂裂缝扩展就越顺利。在顶底板应力屏蔽作用下,煤层内压裂裂缝延展高度受限,平稳的压裂曲线也可以反映出较长的裂缝延伸长度。因此,在带压油管压裂新技术下,压裂裂缝规模要大于其他3种压裂技术,从而具有更大的

储层改造体积。相比较区内已投产的煤层气水平井,实施其他 3 种压裂技术的井平均单井日产气量为

1 560~2 900 m^3 ,实施带压油管压裂新技术的井是其 1.5~2.9 倍。

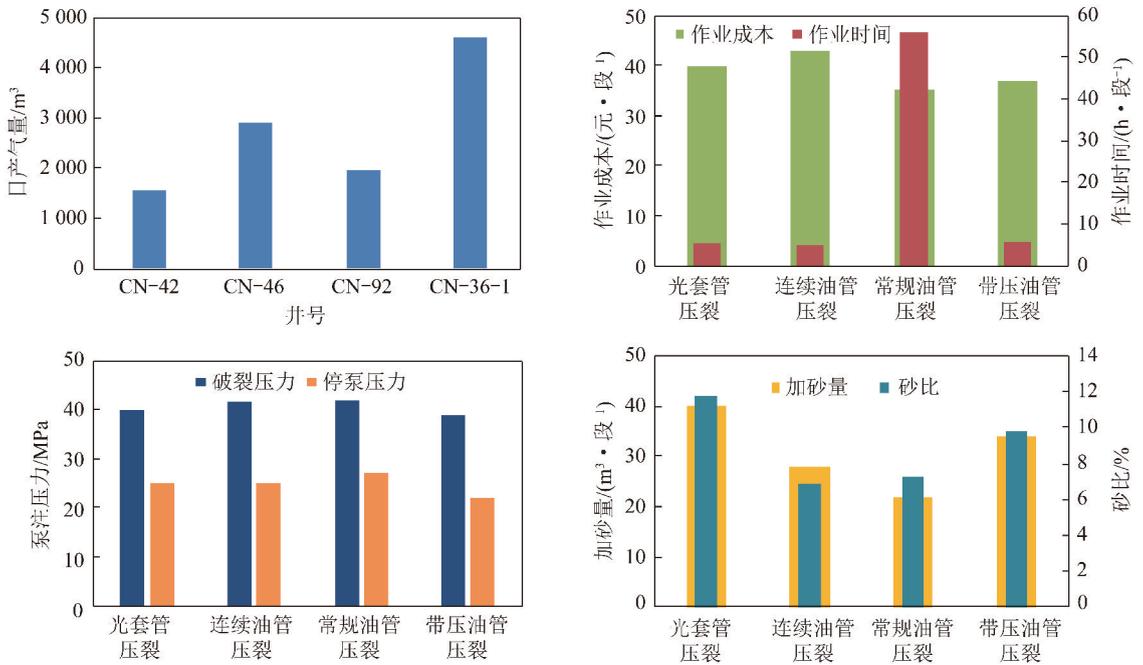


图 13 4 种水力压裂技术压裂效果对比

Fig. 13 Comparison of fracturing effects of four hydraulic fracturing technologies

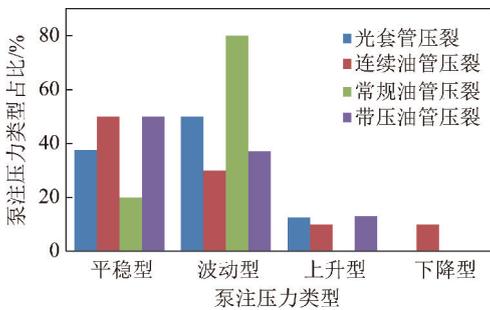


图 14 4 种水力压裂技术施工压力类型直方图

Fig. 14 Proportion of construction pressure types of four hydraulic fracturing technologies

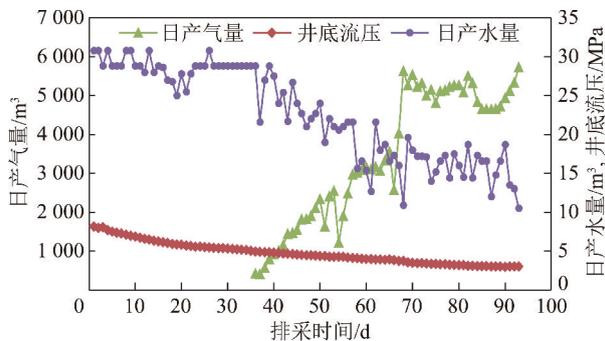


图 15 煤层气井 CN-36-1 井排采曲线

Fig. 15 Production curves of CN-36-1 well of CBM

5 结 论

(1) 研究区沁水盆地长治北部地区深部煤层气开发目的煤层为 3 号煤层,开发井型以水平井为主,

生产时利用井间干扰原理达到规模化开采。水平井采用分段多簇压裂方式,通过缝网改造实现后期排采阶段的体积压降,从而大幅提高煤层气水平井产量。

(2) 分析了研究区深部煤层气水平井采用的 3 种压裂工艺技术及典型井案例。其中,桥塞-射孔联坐光套管分段压裂技术可大规模压裂,但容易带来储层污染,且裂缝高度可控性较差;连续油管底封拖动分段压裂技术自动化程度和作业效率高,但是成本和配套设备要求较高,且容易造成井下埋管事故;常规油管分段射流水力压裂技术可实现射孔、压裂、封隔一体化作业,且射流效应定向性强,但是不能够带压作业,作业周期长,容易造成储层伤害。

(3) 在常规油管压裂技术基础上自主开发了包括井下压裂管串、井口装置、油管内稳压装置和钢丝绳打捞装置在内的带压油管压裂装备及新技术,该技术施工压力以平稳型为主,有利于形成长直主压裂通道,现场试验微地震监测显示压裂裂缝两翼长达 70 m,且日产气量达 4 000 m^3 以上。该技术具有减小储层伤害、节约作业成本、提高压裂效率、增强压裂稳定性的优势。

参考文献 (References):

[1] 刘成林,朱杰,车长波,等.新一轮全国煤层气资源评价方法与结果[J].天然气工业,2009,29(11):130-132.

LIU Chenglin, ZHU Jie, CHE Changbo, et al. Methodologie and re-

- sults of the latest assessment of coalbed methane resources in China [J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(11): 130-132.
- [2] 庚勳, 陈浩, 陈艳鹏, 等. 第4轮全国煤层气资源评价方法及结果[J]. *煤炭科学技术*, 2018, 46(6): 64-68.
GENG Meng, CHEN Hao, CHEN Yanpeng, et al. Methods and results of the fourth round national CBM resources evaluation [J]. *Coal Science and Technology*, 2018, 46(6): 64-68.
- [3] 李辛子, 王运海, 姜昭琛, 等. 深部煤层气勘探开发进展与研究[J]. *煤炭学报*, 2016, 41(1): 24-31.
LI Xinzi, WANG Yunhai, JIANG Zhaochen, et al. Progress and study on exploration and production for deep coalbed methane [J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(1): 24-31.
- [4] 郑民, 李建忠, 吴晓智, 等. 我国主要含油气盆地油气资源潜力及未来重点勘探领域[J]. *地球科学*, 2019, 44(3): 833-847.
ZHENG Min, LI Jianzhong, WU Xiaozhi, et al. Potential of oil and natural gas resources of main hydrocarbon-bearing basins and key exploration fields in China [J]. *Earth Science*, 2019, 44(3): 833-847.
- [5] 孙钦平, 赵群, 姜馨淳, 等. 新形势下中国煤层气勘探开发前景与对策思考[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(1): 65-76.
SUN Qinpeng, ZHAO Qun, JIANG Xinchun, et al. Prospects and strategies of CBM exploration and development in China under the new situation [J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(1): 65-76.
- [6] 高向东, 王延斌, 倪小明, 等. 临兴地区深部煤、岩力学性质及对煤储层压裂的影响研究[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(S2): 912-921.
GAO Xiangdong, WANG Yanbin, NI Xiaoming, et al. Mechanical properties of deep coal and rock in Linxing area and its influences on fracturing of deep coal reservoir [J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(S2): 912-921.
- [7] 武男, 陈东, 孙斌, 等. 基于分类方法的煤层气井压裂开发效果评价[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(6): 1694-1700.
WU Nan, CHEN Dong, SUN Bin, et al. Evaluation on fracturing effect based on classification method [J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(6): 1694-1700.
- [8] 秦勇, 申建, 王宝文, 等. 深部煤层气成藏效应及其耦合关系[J]. *石油学报*, 2012, 33(1): 48-54.
QIN Yong, SHEN Jian, WANG Baowen, et al. Accumulation effects and coupling relationship of deep coalbed methane [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(1): 48-54.
- [9] SU X B, LIN X Y, LIU S B, et al. Geology of coalbed methane reservoirs in the southeast Qinshui Basin of China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2005, 62(4): 197-210.
- [10] 杨兆中, 杨苏, 张健, 等. 800 m以深直井煤储层压裂特征分析[J]. *煤炭学报*, 2016, 41(1): 100-104.
YANG Zhaozhong, YANG Su, ZHANG Jian, et al. Fracturing characteristics analysis of 800 meters deeper coalbed methane vertical wells [J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(1): 100-104.
- [11] 宋慧波, 安红亮, 刘顺喜, 等. 沁水盆地武乡南煤层气赋存主控地质因素及富集区预测[J/OL]. *煤炭学报*: 1-14 [2021-07-05]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2190.TD.20210225.1616.002.html>.
SONG Huibo, AN Hongliang, LIU Shunxi, et al. Controlling geological factors and coalbed methane enrichment areas in southern Wuxiang block, Qinshui Basin [J/OL]. *Journal of China Coal Society*: 1-14 [2021-07-05]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2190.TD.20210225.1616.002.html>.
- [12] 申鹏磊, 白建平, 李贵山, 等. 深部煤层气水平井测-定-录一体化地质导向技术[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(7): 2491-2499.
SHEN Penglei, BAI Jianping, LI Guishan, et al. Integrated geosteering technology of logging and orientation in deep coalbed methane horizontal well [J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(7): 2491-2499.
- [13] 贾奇锋, 刘大锰, 蔡益栋. 煤层气开采井间干扰研究进展[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(S2): 882-893.
JIA Qifeng, LIU Dameng, CAI Yidong. Research progress on wells interference in coalbed methane mining [J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(S2): 882-893.
- [14] 易新斌, 丁云宏, 王欣, 等. 煤层气完井方式和增产措施的优选分析[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(4): 629-632.
YI Xinbin, DING Yunhong, WANG Xin, et al. The optimization of coal-bed methane completion and stimulation technologies [J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(4): 629-632.
- [15] 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.
- [16] 吕帅锋, 王生维, 刘洪太, 等. 煤储层天然裂隙系统对水力压裂裂缝扩展形态的影响分析[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(7): 2590-2601.
LÜ Shuifeng, WANG Shengwei, LIU Hongtai, et al. Analysis of the influence of natural fracture system on hydraulic fracture propagation morphology in coal reservoir [J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(7): 2590-2601.
- [17] 郭建春, 赵志红, 路千里, 等. 深层页岩缝网压裂关键力学理论研究进展[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 102-117.
GUO Jianchun, ZHAO Zhihong, LU Qianli, et al. Research progress in key mechanical theories of deep shale network fracturing [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 102-117.