

引用格式: 刘晓. 不同压裂规模下煤储层缝网形态对比研究——以延川南煤层气田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 510-518.

LIU Xiao. Comparison of seam network morphology in coal reservoirs under different fracturing scales: A case of Yanchuannan CBM Gas Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 510-518.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.03.021

不同压裂规模下煤储层缝网形态对比研究

——以延川南煤层气田为例

刘晓^{1,2}

(1. 中国石化临汾煤层气分公司, 山西 临汾 041000; 2. 中国石化深层煤层气勘探开发重点实验室, 江苏 南京 210094)

摘要: 以大砂量、大液量为特点的储层改造技术推动深层煤层气开发取得突破, 煤层气增储上产保持着良好势头。为探索深部煤储层水力压裂过程中裂缝扩展形态, 在鄂尔多斯盆地延川南煤层气田开展不同压裂规模煤储层改造的矿场试验, 对比分析压后裂缝扩展形态和储层改造面积, 查明了不同类型气井、不同施工规模下裂缝形态的差异性, 分析投产后的产气效果, 形成了适合研究区深部煤储层改造工艺。结果表明: ①低效老井多次中等规模压裂、新井多次大规模压裂和新井单次超大规模压裂均能有效延伸裂缝长度、扩大储层改造面积, 但缝网形态存在较大差异。受排采过程和诱导应力影响, 低效老井经多次中等规模压裂后, 形成主裂缝延伸、次裂缝扩展的“玫瑰花”型缝网; 新井压裂改造后形成的缝网形态呈“长椭圆”型, 但单次超大规模的液体使用效率更高, 相同规模下裂缝半长和改造面积更大。②随压裂次数增加, 裂缝半长和改造面积均呈对数增加的趋势, 且有明显的递减效应, 试采证实2次大规模压裂施工具有良好的经济性, 研究结果为井网部署提供了依据。以柴油为动力来源的压裂设备较难适应提升规模后的连续施工, 电驱动压裂装置是未来整装煤层气田开发的可靠途径。

关键词: 延川南气田; 深层煤层气; 压裂规模; 裂缝监测; 缝网形态

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Comparison of seam network morphology in coal reservoirs under different fracturing scales: A case of Yanchuannan CBM Gas Field

LIU Xiao^{1,2}

(1. Sinopec Linfen Coalbed Methane Company, Linfen, Shanxi 041000, China;

2. Sinopec Key Laboratory of Deep Coalbed Methane Exploration and Development, Nanjing, Jiangsu 210094, China)

Abstract: Significant advancements in deep Coal Bed Methane (CBM) development have been achieved through the adoption of reservoir reforming technology, characterized by the utilization of large sand volumes and large fracturing fluid volumes in Yanchuannan CBM Gas Field of Ordos Basin. This study conducts field tests on coal reservoirs with varying fracturing scales to explore the patterns of fracture expansion post-hydraulic fracturing and assesses the resultant reservoir reform areas. The analysis identifies distinct fracture patterns across different types of gas wells and fracturing scales, examines the impacts on gas production post-commissioning, and develops fracturing technology tailored to Yanchuannan CBM Gas Field. Multiple moderate-scale fracturing interventions in inefficient old wells and large-scale fracturing in new wells effectively extend fracture lengths and expand the area of reservoir reconstruction. However, the morphology of the resulting fracture networks varies significantly. Inefficient old wells subjected to multiple medium-scale fracturing develop a “rose-shaped” fracture network with primary and secondary fractures, whereas new wells exhibit a “long elliptical” fracture pattern. Notably, the use of a single ultra-large-scale fracturing fluid achieves greater efficiency, producing longer half-length fractures and larger renovation areas under the same

收稿日期: 2024-02-22。

作者简介: 刘晓(1982—), 男, 硕士, 高级工程师, 从事非常规煤层气勘探开发工作。地址: 山西省临汾市尧都区华州路九星佳苑临汾煤层气分公司, 邮政编码: 041000。E-mail: 47186025@qq.com

基金项目: 国家自然科学基金面上项目“深部煤层气赋存态调整分配及释放产出机制”(42272195); 中国石化科技项目“华东探区深部煤层气富集规律与有效开发技术”(P23205)。

scale. The fracture half-length and renovation area demonstrate a logarithmic increase with the frequency of fracturing, significantly enhancing the efficiency. Economic evaluations of trial production confirm that two large-scale fracturing operations are economically viable, providing a foundation for future well network deployment. Fracturing equipment powered by diesel struggles to adapt to continuous operations at scaled-up levels, suggesting that electric-driven fracturing devices present a reliable alternative for the sustainable development of integrated CBM gas fields. These insights not only enhance understanding of fracture dynamics in deep CBM reservoirs but also guide the optimization of fracturing strategies and equipment choices for future developments.

Keywords: Yanchuannan Gas Field; deep CBM; fracturing scale; microseismic monitoring; fracture network pattern

根据自然资源部发布的《2015年全国油气资源动态评价成果》,中国埋深2 000 m以浅的煤层气地质资源量为 $30 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量为 $12.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[1]。随着鄂尔多斯盆地、新疆准噶尔盆地等煤盆地深部煤层气资源勘探相继取得突破并进行商业开发,深部煤层气资源已成为中国当前重要的增储上产资源^[2-6]。受压实作用和构造应力影响,深部煤储层具有低储层压力、低渗透率、气体游离和吸附共存的特性。以大液量、大排量、大砂量为主要特征的储层改造技术使在煤层中压出体积缝网得以成为现实,极大提高了煤层气井控可动储量的规模,成为深部煤层气实现高效开发的关键^[4-6]。在郑庄区块中北部,煤层气实施充填预堵+大规模压裂+远端支撑增产技术后平均单井日产量达到 $1\,380 \text{ m}^3$,比措施前增产 $1\,190 \text{ m}^3$,比邻井稳产气量增加近 $1\,000 \text{ m}^3$ ^[7]。在郑庄北部应用水平井实施大规模压裂,单井稳产产量由 $8\,000 \text{ m}^3$ 增加至 $18\,000 \text{ m}^3$ ^[8];对郑庄区块低产井试验“多段加砂”二次压裂改造工艺技术,实现了平均单井产气量日增 590 m^3 ^[9];在沁水盆地柿庄南区块试验大规模重复压裂,单井日产气量从 170 m^3 增加至 490 m^3 ^[10]。因煤层的弹性模量高、泊松比低、割理发育,压裂裂缝扩展形态受多方面因素共同影响。井下观测显示,煤储层压裂后,天然裂隙裂缝形态呈垂直裂缝、水平裂缝、“T”型和倒“T”型裂缝、“工”型裂缝4种,与规模较大的一级天然层面裂隙和外生节理有关,伴生次级天然裂隙对压裂裂缝的扩展影响较小^[11]。煤层中的低强度弱面、层间应力不连续性等储层自然特征,以及较低的流体黏度和注入速率等施工参数会限制水力裂缝网络的垂向扩展,恰当的施工参数有利于形成体积较大的水力缝网^[12]。在裂缝中产生更高的净压力,有助于形成复杂裂缝网络^[13]。水平应力差异系数越小,水力压裂越易形成复杂缝网。通过在低效煤层气井中多次开展常规压裂,监测的裂缝缝长是单次施工产生缝长的3倍以

上,裂缝形态由单一裂缝转向复杂缝网,有效扩大储量动用程度^[14-15]。目前深部煤层气开发中,认为大规模体积压裂是煤层气高效开发的创新性技术之一,但对于其施工参数对深部煤储层裂缝扩展形态影响的研究较少。此外,众多学者从页岩气开发角度,已证实大规模、大排量的储层改造技术有助于深层页岩气藏开发^[15-20]。但煤储层不同压裂规模下缝网延伸规律的研究鲜有报道。

以延川南煤层气田深部煤储层为研究对象,梳理其开发历程,以山西组2号煤层改造时的加砂强度为划分压裂规模的依据,设定常规压裂、中等规模、大规模、超大规模4种施工类型,对应的加砂强度分别为不超过 $10 \text{ m}^3/\text{m}$ 、 $(10, 50] \text{ m}^3/\text{m}$ 、 $(50, 100] \text{ m}^3/\text{m}$ 、大于 $100 \text{ m}^3/\text{m}$ 。为探索深部煤层高效储层改造工艺,分别开展了低效老井多次中等规模压裂、新井多次大规模压裂、新井单次超大规模压裂3项矿场试验,分析不同压裂参数下监测到的裂缝扩展形态,评价有效支撑压裂工艺适应性,探索深部煤层气缝网延伸规律,以期为改造工艺优化、井网井距调整、效益开发提供决策依据。

1 研究区概况

1.1 地质概况

延川南煤层气田位于鄂尔多斯盆地东南缘,处于陕北斜坡、渭北隆起和晋西挠褶带的过渡地带,整体是一个北西倾向的单斜构造,中部的西掌断裂带将气田分为谭坪和万宝山2个次级构造单元。该区储层平均埋深超过1 000 m,是国内成功实现商业开发的深部煤层气田之一(图1)。二叠系山西组2号煤层和石炭系太原组10号煤层是气田的主要试采气层。其中山西组2号煤层为主要可采煤层,厚度大、连续性好。产能建设时期主力开发气层山西组2号煤层平均厚度为5 m,平均埋深1 300 m;镜质组含

量70.0%,镜质体平均最大反射率2.5%,平均灰分产率17.9%,煤岩类型以光亮-半亮煤为主;兰氏体积 $28.0\text{ cm}^3/\text{g}$,平均含气量为 $18.0\text{ m}^3/\text{t}$,处于弱径流-滞留水动力环境,压力系数介于 $0.6\sim 0.8$,孔隙度介于 $3\%\sim 6\%$,渗透率低于 $1\times 10^{-15}\text{ m}^2$,属于低孔隙度、低压力、低渗透率的深部煤层气田。

1.2 工程概况

延川南气田自2013年启动产能建设,主力开发层为二叠系山西组2号煤层;截至2022年底,日产气量在 $110\times 10^4\text{ m}^3$ 以上,累计产气量 $23.3\times 10^8\text{ m}^3$,采出程度为14.9%。

气田采用套管固井、射孔加常规压裂完井的工艺,于2016年完成 $4.2\times 10^8\text{ m}^3$ 产能建设,经2 a排水降压,2018年达到峰值产量 $103\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 后,气井进入快速递减。常规压裂下,储层改造范围有限,有效动用的储量规模不足是导致气井稳产期短、递减率高的主要原因。

2 裂缝监测方法

为了获取裂缝方位、长度、宽度、高度等参数,在

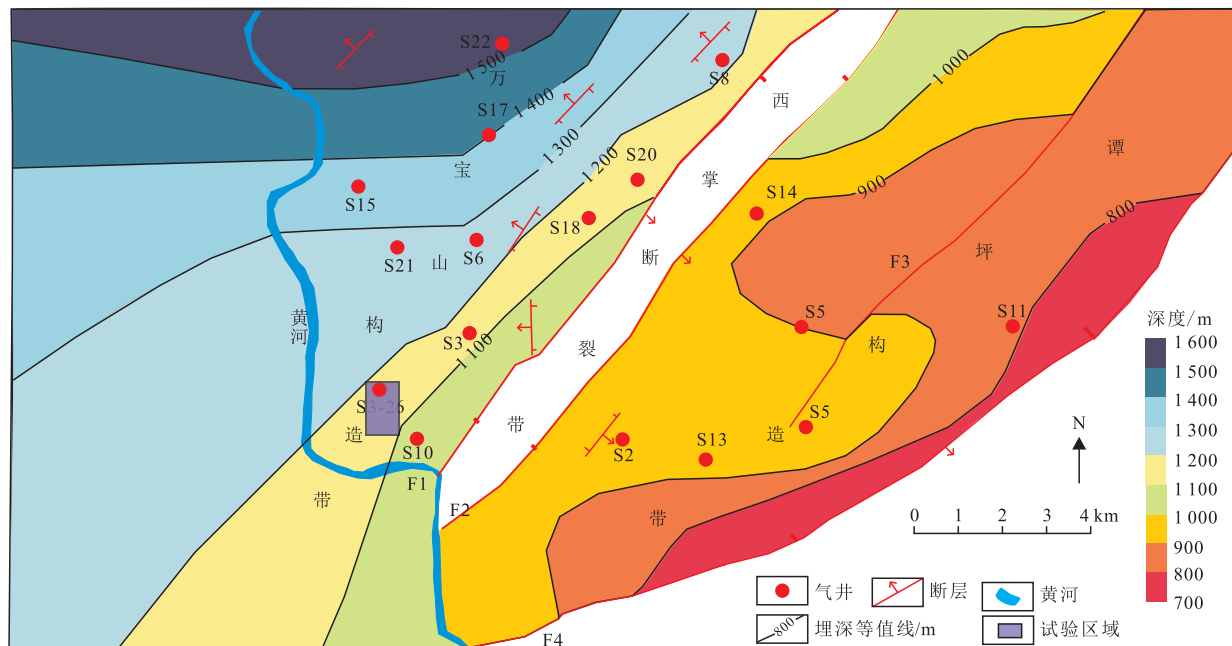
非常规油气压裂过程中常用广域电磁法和微地震法实现裂缝监测(表1)。

施工区域构造稳定,无含水型断层,顶底板封隔性好、含水性弱;目的层上部石盒子组,下部马家沟组等地层存在裂缝较发育的砂岩、灰岩地层,压裂施工时易产生破裂事件,对微地震监测形成干扰,因此,选用广域电磁法进行裂缝监测。

首先假设目的层是一个无限大的均匀介质。压裂前通过导线连接套管以恒定电流向地层供电,制造一个人工电场,并记录下此时以井筒为中心、半径500 m内的电位基值;压裂开始后,对于含水性弱的地层来说,压裂液相对于地层是一个良导体,进入后引起电场的分布形态发生变化,并由高精度电位观测系统采集、专业解释软件处理,达到裂缝监测的目的。

3 现场压裂试验及结果

试验采用滑溜水压裂液体系,试验区域(图1)2号煤层厚度5.0 m左右,埋深介于1 100~1 200 m,镜质组平均体积分数75%,镜质体平均最大反射率2.45%,平均含气量 $21\text{ m}^3/\text{t}$,处于弱径流-滞留水动力



注: F1为白鹤断层; F2为中裂断层; F3为君堤龄断层; F4为张马断层。

图1 鄂尔多斯盆地延川南煤层气田2号煤层埋深等值线

Fig. 1 Contour map of buried depth of No. 2 coal seam of Yanchuannan CBM Gas Field in Ordos Basin

环境,压力系数介于0.6~0.8,孔隙度介于3%~6%,渗透率在 $1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 以下。根据图2推测最大水平主应力介于25.4~30.3 MPa,最小水平主应力介于14.1~16.4 MPa,水平应力差异系数在0.45左右;顶板为厚10 m的粉砂质泥岩,底板为厚6 m的泥岩,具有良好的封隔性。3类矿场试验井的煤层气产出条件见表2。

3.1 低效老井多次中等规模压裂

2019年,气田开展低效井治理探索,多次常规压裂后气井产气效果良好。为此,在低效老井中,进一步开展了提升规模的多次压裂试验(试验参数见表3,施工曲线见图3),同步开展裂缝监测(图4)。设计施工排量 $12 \text{ m}^3/\text{min}$,单次加入支撑剂量 150 m^3 ,单次加砂强度 $29.4 \text{ m}^3/\text{m}$,施工时长4 h。为防止多次压裂后套管损坏,设定停止试验的条件为施工压力超过钢级N80、壁厚7.72 mm的套管抗挤毁压力的90%,即39 MPa。该井第四次施工最高压力39.2 MPa,达到停止条件,结束施工。

对比4次施工曲线:施工压力在第一次总体比较平稳,此时裂缝沿着排采形成的压降空间延伸,充满后继续破裂生成北西向单翼新缝;第二次则呈现初始平稳,加砂后快速上涨并维持高位运行的特点,原有裂缝继续延伸外,还在南南东向和北北东向形成新的裂缝;第三次呈现平稳下降的特点,裂缝形态

差别不大,已形成的裂缝继续向远端延伸;第四次呈现平稳上升的特点,裂缝形态趋于稳定,改造面积增

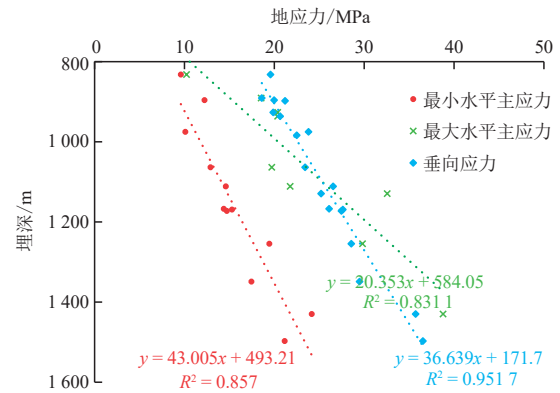


图2 鄂尔多斯盆地延川南煤层气田2号煤层地应力分布
Fig. 2 Stress distribution of No. 2 coal seam of Yanchuannan CBM Gas Field in Ordos Basin

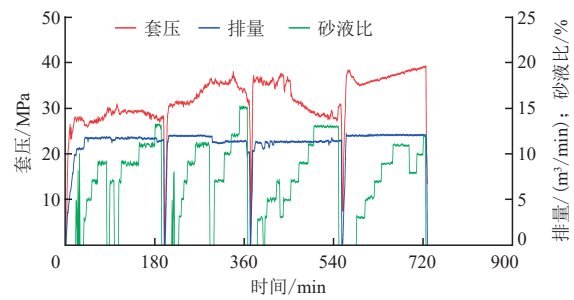


图3 低效老井4次中等规模压裂施工曲线
Fig. 3 Four fracturing construction curves for an inefficient old well

表1 2种裂缝监测方法对比

Table 1 Comparison of two fracture monitoring methods

类别	技术原理	监测目标	适用范围	数据处理	信号精度	野外施工
微地震法	被动监测岩石破裂产生的能量震动信号	监测破裂范围内岩石破裂事件,与压裂液无直接关系	施工区域远离断层,顶底板地层稳定性好	根据多个检波器计算微弱信号,精度要求高	易受压裂现场噪声影响,数据信噪比低,事件拾取困难	监测区域2~3 km范围,地表监测需大量布设检波器,井中监测需要相邻井
广域电磁法	人工源连接井筒、主动激发监测压裂液入地产生的电性差异	压裂液波及范围内保持连通的有效裂缝	施工区域远离含水型断层,顶底板封隔性好、含水性弱	压前、压中、压后不同阶段会有动态的变化,依据原始数据和背景场做计算解释	依据现场背景值优选测量频率,信号强,数据达到毫伏级,抗干扰强	数据采集器在井段两侧500 m左右

表2 3类矿场试验井的煤层气产出条件

Table 2 CBM production conditions at three types of mine test wells

类别	构造位置	埋深/m	储层压力/MPa	兰氏体积/(cm^3/g)	杨氏模量/GPa
低效老井多次中等规模压裂	万宝山构造带	1 165	8.7	27.0	5.8
新井多次大规模压裂		1 137	8.5	27.4	6.0
新井单次超大规模压裂		1 142	8.8	27.2	5.6

表3 不同规模压裂试验参数
Table 3 Fracturing test parameters of different scales

类别	施工次序	支撑剂量/m ³	液量/m ³	排量/(m ³ /min)	砂液比/%	动态半长/m	新增改造面积/m ²
低效老井多次中等规模压裂试验参数	第一次	150.7	2 176	11.7	6.9	256.1	11 432
	第二次	151.7	1 955	12.0~11.4	7.8	296.1	9 859
	第三次	152.7	2 036	11.3	7.5	335.9	6 392
	第四次	136.3	2 001	12.0	6.8	362.2	4 467
	合计	591.4	8 168				32 150
新井多次大规模压裂试验参数	第一次	500.0	3 905	16.0~17.0	12.8	209.0	16 564
	第二次	500.0	3 523	17.0~18.0	14.2	302.0	16 352
	第三次	500.0	3 439	17.0~18.0	14.5	322.0	7 370
	第四次	500.0	3 691	18.0	13.5	339.0	6 388
	第五次	500.0	3 575	18.0	14.0	345.0	3 628
	合计	2 500.0	18 133				50 302
新井单次超大规模压裂试验参数	第一次	1 000.0	6 539	18.0	15.3	389.0	40 572

加有限,基本达到当前技术水平下的缝网延伸长度极限。监测结果显示缝网呈现主裂缝充分延伸、次裂缝多向发育的“玫瑰花”型。

3.2 新井多次大规模压裂

基于低效老井压后取得良好产气效果,2021年在新井中开展多次有效支撑压裂(试验参数见表3,施工曲线见图5),同步开展裂缝监测试验(图6)。设计施工排量为18 m³/min,单次加入支撑剂量为500 m³,单次加砂强度达96.2 m³/m,施工时长为4 h。

对比5次压裂施工,除第一次因设备故障,高砂比情况下,施工压力陡升外,总体呈现平稳下降的趋势,表明裂缝延伸性较好,监测结果亦显示缝网近似

呈“长椭圆”型,形态较简单。

3.3 新井单次超大规模压裂

在上述2种压裂方式均取得较好产气效果后,在2022年新井中进一步开展单次超大规模压裂(试验参数见表3,施工曲线见图7);同步开展裂缝监测试验(图8)。设计施工排量为18 m³/min,单次加入支撑剂量为1 000 m³,加砂强度达212.8 m³/m,施工时长为7 h。

观察压裂施工曲线,达到施工排量后,施工压力平稳上升,裂缝持续向远端延伸,同时支撑剂得到较好铺置。监测到的裂缝形态近似呈“长椭圆”型。

3.4 不同压裂规模下缝网形态对比与原因分析

对比3种规模下裂缝监测结果,发现不同施工类型均能有效延伸缝长,扩大储层改造范围,但裂缝形态又显现出不同的特征。低效老井在多次中等规模压裂下,除生成75°~255°的主裂缝外,还生成了

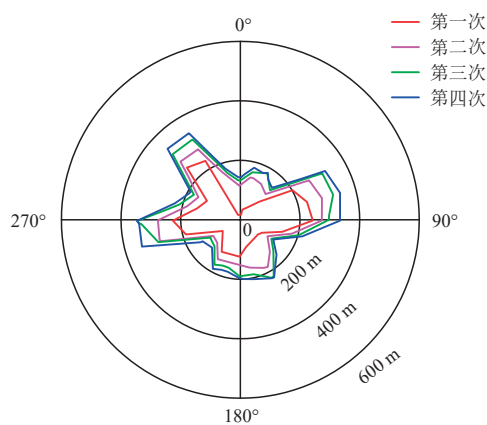


图4 低效老井4次压裂裂缝形态监测结果
Fig. 4 Fracture morphology monitoring results from four fracturing of an inefficient old well

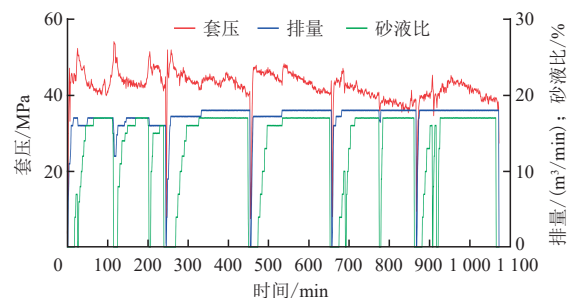


图5 新井5次压裂施工曲线
Fig. 5 Five fracturing construction curves for a new well

150°~330°、30°~210°的2条次裂缝,总体呈“玫瑰花”型;其他2种类型压裂生成的裂缝均近似为“长椭圆”型。一般情况下,应力状态决定了缝网的延伸形态。第一次水力压裂过程中产生了初始诱导应力,排采过程改变了储层的孔隙水压力,诱导应力也重新分布,并对最大、最小主应力进行不同程度的改造,导致储层应力状态发生改变,应力差异系数变小,缝网复杂程度增加^[21]。而新井压裂时,在原始应力状态下,应力差异系数也是裂缝形态的主要影响因素,但随着压裂规模的增加,在延伸主裂缝的同时,次裂缝也得到较好的延伸。

3.4.1 不同规模的多次压裂

随着压裂次数的增加,裂缝半长呈对数增加的趋势,但不同施工类型间又存在差异。第一次压裂时,处于欠充实状态的低效老井,受原有裂缝和诱导应力双重影响,在压裂液量超过上一次后,液体易沿原有裂缝快速向前延伸,低效老井中等规模压裂形

成的裂缝半长显著高于新井大规模压裂,且其裂缝形态也更加复杂。第二次,两者形成的半长数据相近。随着施工的推进,裂缝半长的差距呈减小趋势。和裂缝半长相似,总改造面积亦和施工次数呈明显的对数关系,随着施工次数的增加,总改造面积的增幅呈下降的趋势,和裂缝半长的变化规律有较好的联动关系。

在不同施工类型之间,总改造面积和裂缝半长呈不同的增加规律;多次压裂后,新井的单次改造面积和总改造面积都高于低效老井,且随着施工次数的增加,两者之间的幅度差异呈扩大趋势,表明增大液量、提高砂量能够有效提升储层的改造面积。对比不同施工次数间新增的改造面积,无论是低效老井还是新井,前2次施工新增的改造面积相当。在低效老井多次中等规模压裂中,第三次和第四次新增的改造面积为第一次的56%和39%;新井多次大规模压裂也呈现出新增改造面积大幅下降的情况(第三次、第四次、第五次新增的改造面积分别为第一次的44%、39%、22%),表明在当前液量和支撑剂量不变的条件下,不同期次的多次压裂施工存在裂缝延伸效率递减的现象,存在一个最经济高效的储层改造方案(图9、图10)。

3.4.2 新井不同规模压裂

对比多次大规模压裂和单次超大规模压裂监测的缝网形态发现,在原始应力状态下差异系数较大,2种施工类型不仅能延伸平行于最大主应力方向的主缝长度,而且平行于最小主应力方向的裂缝亦得到一定程度的延长。加入支撑剂1 000 m³,分2次大规

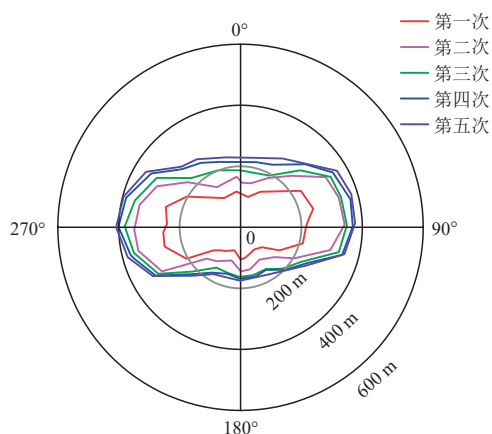


图6 新井5次大规模压裂裂缝形态监测结果

Fig. 6 Fracture morphology monitoring results from five large-scale fracturing of a new well

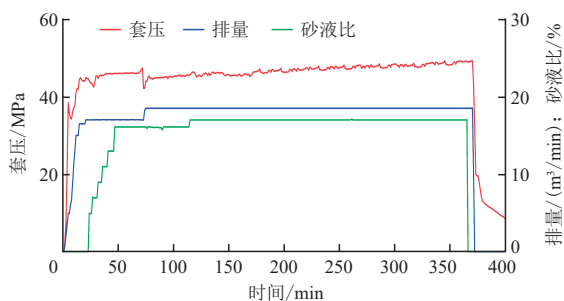


图7 新井单次超大规模压裂施工曲线

Fig. 7 Single ultra-massive fracturing workover curve of a new well

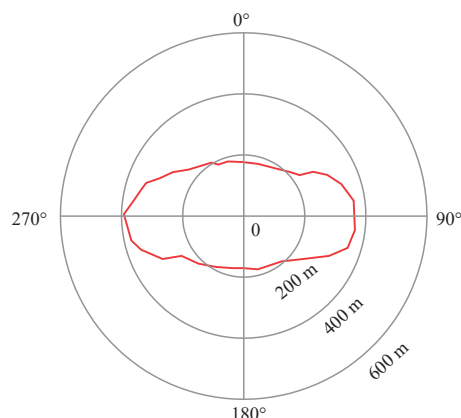


图8 新井单次超大规模压裂裂缝形态监测结果

Fig. 8 Fracture morphology monitoring results of a single mega fracture in a new well

模压裂用量达7 428 m³、裂缝动态半长302 m、改造面积32 916 m²；而单次超大规模压裂用量6 539 m³、裂缝动态半长389 m、改造面积40 572 m²。相比分2次大规模压裂,单次超大规模施工使用88%的液体取得了129%的裂缝动态半长和123%的改造面积。表明单次超大规模压裂能够避免中途停泵期间,发生远端裂缝受滤失影响而逐渐闭合的现象,降低了储层伤害。同时节省了多次压裂恢复施工时重新注入的前置液量,提升了液体使用效率,且连续施工能够使改造形成的缝网持续保持延伸状态,有助于取得较好的储层改造效果。

此外,随着压裂规模的扩大,对井场面积、施工车辆、压裂材料、燃料补给、风险防控等运行管理提出了更高的要求。中国西南页岩气工区的压裂组织运行模式为我们提供了很好的借鉴和参考^[22-23]。

采用单次超大规模压裂虽然成本最低,储层改造效果最佳,但气田地处黄土塬地区,沟壑纵横,大规模取水较困难;单次施工时间长达7 h,对柴油压

裂车的连续平稳运行提出较高要求。虽然通过多次大规模压裂也能取得理想的裂缝长度和改造面积,但不同期次的增效压裂施工存在裂缝延伸效率递减的现象,存在一个最经济高效的储层改造方案。综合考虑增效压裂施工时裂缝延伸半长、新增改造面积,在控制施工总成本的情况下,建议采取2次大规模压裂的方式,实现延川南煤层气的规模效益开发。

4 效果评价与指导意义

在延川南深部煤层气井开展常规压裂、多次中等规模压裂、多次大规模压裂和单次超大规模压裂的矿场试验,证实大液量、大砂量的连续施工有助于延伸裂缝长度、扩大改造范围。实施后低效老井日产气量由900 m³增长至2 000 m³,日增产约1 100 m³,投入产出比由1:0.9增长至1:1.3;定向新井日产气量增长约4 000~5 000 m³,较开发初期常规压裂定向井日产气量增长约2 500 m³,投入产出比由1:1.2增长至1:1.8;近薄新层系单层试采日产气量突破10 000 m³,投入产出比增加至1:2^[4, 15, 24-25]。

依据缝网延伸规律,井网由产能建设时期的300 m×350 m逐步扩大为400 m×600 m,提高井控储量的规模,降低产能建设投资,改善企业的经营形势,推动煤层气产业可持续健康发展。

随着鄂尔多斯盆地大牛地区块、准噶尔盆地白家海区块等依托水平井超大规模分段压裂工艺实现深部煤层气的勘探突破^[26-28],水平井分段压裂工艺也必将是未来深部煤层气的高效建产可靠途径。借鉴页岩气开发经验,架设内部电网,引入绿色、高效的电驱动压裂装置,满足多次大规模压裂的连续施工,将有助于上述深部煤层气区块的低成本高效完成产能建设。

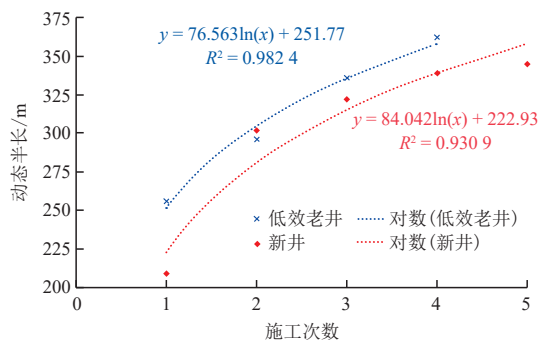


图9 不同规模下多次压裂后缝网动态半长对比

Fig. 9 Comparison of dynamic half-lengths of seam networks after multiple fracturing at different scales

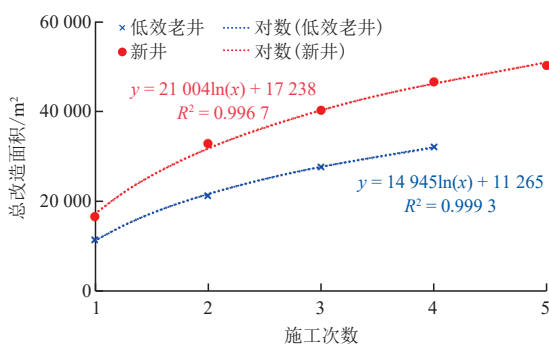


图10 不同规模下多次压裂后总改造面积对比

Fig. 10 Comparison of total modified area after multiple fracturing at different scales

5 结论

1) 深部煤储层具有储层压力低、孔隙度低、渗透率低特征,有效动用储量规模的大小决定了资源的采出程度。理论和实践表明:增大压裂规模能够延伸裂缝长度,扩大储层改造范围,提高可动储量规模。开展不同规模矿场试验,探寻不同规模下裂缝延伸规律,为完善储层改造工艺和优化井网部署提供了依据。

2) 3种不同压裂规模的矿场试验均能有效延伸

裂缝长度、扩大改造面积;随施工次数的增加,单次新增的裂缝长度和改造面积存在边际递减效应。排采后的低效老井受诱导应力影响,多次中等规模压裂形成的裂缝初始延伸半径长,易多方向起裂,呈“玫瑰花”型;在新井中开展的2种类型压裂均形成主裂缝充分延伸,次要裂缝较好发展的“长椭圆”型缝网,但单次超大规模压裂的成缝效率高于多次大规模压裂。

3) 基于当前的技术水平,裂缝延伸半径和储层改造面积存在一个经济极限值。综合考虑施工组织难度和安全环保风险,得出分2次大规模压裂施工能在较低成本下,取得较大的裂缝延伸长度和储层改造面积,为优化井网部署、提高储量动用程度、降低产能建设投资提供了决策依据。电驱动压裂装置顺应绿色、高效的行业发展要求,适合整装煤层气田的开发。

参考文献

- [1] 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.
- [2] 聂志宏, 时小松, 孙伟, 等. 大宁-吉县区块深层煤层气生产特征与开发技术对策[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 193-200.
NIE Zhihong, SHI Xiaosong, SUN Wei, et al. Production characteristics of deep coalbed methane gas reservoirs in Daning-Jixian Block and its development technology countermeasures[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 193-200.
- [3] 郭绪杰, 支东明, 毛新军, 等. 准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(6): 38-49.
GUO Xujie, ZHI Dongming, MAO Xinjun, et al. Discovery and significance of coal measure gas in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(6): 38-49.
- [4] 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.
- [5] 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 等. 深部(层)煤层气层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.
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.
- [6] 马新华. 非常规天然气“极限动用”开发理论与实践[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 326-336.
MA Xinhua. “Extreme utilization” development theory of unconventional natural gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 326-336.
- [7] 胡秋嘉, 张聪, 贾慧敏, 等. 沁水盆地南部郑庄区块中北部煤层气直井增产新技术研究与应用[J]. 煤炭学报, 2024, 49(3): 1518-1529.
HU Qiuqia, ZHANG Cong, JIA Huimin, et al. Research and application of a new stimulation technology for deep coalbed methane vertical wells in central and Northern Zhengzhuang block, southern Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(3): 1518-1529.
- [8] 张聪, 李梦溪, 胡秋嘉, 等. 沁水盆地南部中深部煤层气储层特征及开发技术对策[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 122-133.
ZHANG Cong, LI Mengxi, HU Qiuqia, et al. Moderately deep coalbed methane reservoirs in the southern Qinshui Basin: Characteristics and technical strategies for exploitation[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 122-133.
- [9] 张建国, 刘忠, 姚红星, 等. 沁水煤层气田郑庄区块二次压裂增产技术研究[J]. 煤炭科学技术, 2016, 44(5): 59-63.
ZHANG Jianguo, LIU Zhong, YAO Hongxing, et al. Study on production increased technology with secondary hydraulic fracturing in Zhengzhuang Block of Qinshui Coalbed Methane Field[J]. Coal Science and Technology, 2016, 44(5): 59-63.
- [10] 曹超. 煤层气重复压裂技术在沁水盆地南部的应用[J]. 中国煤层气, 2017, 14(4): 15-18.
CAO Chao. Application of CBM repeated fracturing technology in Southern Qinshui Basin[J]. China Coalbed Methane, 2017, 14(4): 15-18.
- [11] 李乐忠. 低煤阶薄互层煤层气的成藏特征及开发技术——以澳大利亚苏拉特盆地为例[J]. 中国煤层气, 2016, 13(6): 15-19.
LI Lezhong. Reservoir formation characteristics and development technology for low rank CBM with thin interbed—Taking Surat Basin in Australia as an example[J]. China Coalbed Methane, 2016, 13(6): 15-19.
- [12] 郑雪琳. 层间弱面影响下煤层水力裂缝扩展规律及煤岩裂缝导流能力研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2021.
ZHENG Xuelin. Study on hydraulic fracture propagation law of coal considering soft interlayer and coal fracture conductivity [D]. Chongqing: Chongqing University, 2021.
- [13] 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.
- [14] 洪扬, 吴涛. 玛北油田三叠系低渗砂砾岩储层压裂改造工艺技术[J]. 石油地质与工程, 2022, 36(3): 104-108.
HONG Yang, WU Tao. Fracturing improvement technology of Triassic low permeability conglomerate reservoir in Mabei oilfield[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2022, 36(3): 104-108.
- [15] 姚红生, 杨松, 刘晓, 等. 低效煤层气井多次压裂增效开发技

- 术研究[J]. 煤炭科学技术, 2022, 50(9): 121-129.
- YAO Hongsheng, YANG Song, LIU Xiao, et al. Research on efficiency-enhancing development technology of multiple fracturing in low-efficiency CBM wells[J]. Coal Science and Technology, 2022, 50(9): 121-129.
- [16] 雷群, 胥云, 才博, 等. 页岩油气水平井压裂技术进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(1): 166-172.
- LEI Qun, XU Yun, CAI Bo, et al. Progress and prospects of horizontal well fracturing technology for shale oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(1): 166-172.
- [17] 胥云, 雷群, 陈铭, 等. 体积改造技术理论研究进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 874-887.
- XU Yun, LEI Qun, CHEN Ming, et al. Progress and development of volume stimulation techniques[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 874-887.
- [18] 刘小明. 大庆油田致密油水平井体积改造技术发展与建议[J]. 石油地质与工程, 2023, 37(4): 108-112.
- LIU Xiaoming. Development and suggestions for volume transformation of tight oil by horizontal wells in Daqing Oilfield[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2023, 37(4): 108-112.
- [19] PERSON C M, GRIFFIN L, WRIGHT C, et al. Breaking up is hard to do: Creating hydraulic fracture complexity in the Bakken central basin[C]// Paper SPE-163827-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, February 2013.
- [20] 王世禄. 松辽盆地古龙页岩油水平井压裂施工参数优化[J]. 石油地质与工程, 2023, 37(5): 94-99.
- WANG Shilu. Optimization of fracturing construction parameters for Gulong shale oil with horizontal wells in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2023, 37(5): 94-99.
- [21] FISHER M K, HEINZE J R, HARRIS C D, et al. Optimizing horizontal completion techniques in the Barnett shale using microseismic fracture mapping[J]. Journal of Petroleum Technology, 2005, 57(3): 41-42.
- [22] 雷群, 管保山, 才博, 等. 储集层改造技术进展及发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 580-587.
- LEI Qun, GUAN Baoshan, CAI Bo, et al. Technological progress and prospects of reservoir stimulation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 580-587.
- [23] 沈骋, 郭兴午, 陈马林, 等. 深层页岩气水平井储层压裂改造技术[J]. 天然气工业, 2019, 39(10): 68-75.
- SHEN Cheng, GUO Xingwu, CHEN Malin, et al. Horizontal well fracturing stimulation technology for deep shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 68-75.
- [24] 杨松, 刘晓, 申建, 等. 延川南气田近薄层煤层气开发实践及其示范意义[J]. 天然气工业, 2023, 43(8): 90-97.
- YANG Song, LIU Xiao, SHEN Jian, et al. Development practice of near-thin bed CBM in the Yanchuannan gas field and its demonstration significance[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(8): 90-97.
- [25] 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]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 291-296.
- [26] 曹运兴, 石玢, 田林, 等. 低渗低压煤层水平井密集多簇压裂高效开发技术及应用[J]. 煤炭学报, 2020, 45(10): 3512-3521.
- CAO Yunxing, SHI Bin, TIAN Lin, et al. Development and application of dense multi-cluster fracturing in horizontal wells for low permeability and low pressure coal reservoir[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(10): 3512-3521.
- [27] 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.
- [28] 余琪祥, 罗宇, 曹倩, 等. 准噶尔盆地东北缘深层煤层气勘探前景[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(5): 888-899.
- YU Qixiang, LUO Yu, CAO Qian, et al. Exploration prospect of deep coalbed methane in the northeastern margin of Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(5): 888-899.

(编辑 尹淑容)

(上接第509页)

- [30] 袁士义, 雷征东, 李军诗, 等. 陆相页岩油开发技术进展及规模效益开发对策思考[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(5): 13-24.
- YUAN Shiyi, LEI Zhengdong, LI Junshi, et al. Progress in technology for the development of continental shale oil and thoughts on the development of scale benefits and strategies[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 13-24.
- [31] 罗宪波, 常会江, 雷源, 等. 注水井优化配注方法应用现状及发展方向[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(2): 223-232.
- LUO Xianbo, CHANG Huijiang, LEI Yuan, et al. Application status and development direction of optimal injection allocation method for water injection wells[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(2): 223-232.
- [32] 于伟强, 毛敏, 杨毅, 等. 基于多参数敏感性分析的试井设计方法研究与应用[J]. 中国海上油气, 2023, 35(1): 89-97.
- YU Weiqiang, MAO Min, YANG Yi, et al. Research and application of well test design method based on multi-parameter sensitivity analysis[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(1): 89-97.

(编辑 黄颖)