



大宁 - 吉县区块深部煤层气多轮次转向压裂技术及应用

熊先钱 甄怀宾 李曙光 王红娜 张雷 宋伟 林海 徐凤银 李忠百 朱卫平 王成旺 陈高杰

引用本文:

熊先钱, 甄怀宾, 李曙光, 等. 大宁吉县区块深部煤层气多轮次转向压裂技术及应用[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 147–160.

XIONG Xianyue, ZHEN Huaibin, LI Shuguang, et al. Multi-round diverting fracturing technology and its application in deep coalbed methane in the Daning-Jixian block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 147–160.

在线阅读 View online: <https://dx.doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.10.0683>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

延川南区块深部煤层气U型分段压裂水平井地质适用性研究

Geological adaptability of deep CBM U-shaped staged fracturing horizontal well in the south block of Yanchuan
煤田地质与勘探. 2018, 46(5): 146–152 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2018.05.023>

鄂尔多斯盆地东部深部煤层气井压裂工艺及实践

Technology and practice for deep CBM fracturing in eastern Ordos basin
煤田地质与勘探. 2019, 47(1): 92–95 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2019.01.013>

延川南深部煤层气田地质单元划分及开发对策

Geological unit division and development countermeasures of deep coalbed methane in Southern Yanchuan Block
煤田地质与勘探. 2021, 49(2): 13–20 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.02.002>

煤层气井层内转向压裂技术研究与应用

Research and application of deflection fracturing technology in coalbed methane well
煤田地质与勘探. 2018, 46(2): 8–14 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2018.02.002>

鄂尔多斯盆地东缘煤层气钻井实践与认识

Practice and understanding of coalbed methane drilling in the east edge of Ordos basin
煤田地质与勘探. 2017, 45(2): 157–162, 168 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2017.02.028>

鄂尔多斯盆地韩城区块煤层气老井挖潜技术及应用

Potential-tapping technology and its application in old CBM wells in Hancheng block of Ordos basin
煤田地质与勘探. 2018, 46(5): 212–218 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2018.05.033>



熊先锐,甄怀宾,李曙光,等.大宁-吉县区块深部煤层气多轮次转向压裂技术及应用[J].煤田地质与勘探,2024,52(2):147-160. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.10.0683

XIONG Xianyue, ZHEN Huaibin, LI Shuguang, et al. Multi-round diverting fracturing technology and its application in deep coalbed methane in the Daning-Jixian block[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 147-160. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.10.0683

移动阅读

大宁-吉县区块深部煤层气多轮次转向压裂技术及应用

熊先锐^{1,2}, 甄怀宾^{1,2}, 李曙光^{1,2}, 王红娜³, 张雷^{1,2}, 宋伟⁴, 林海⁴,
徐凤银^{1,5,*}, 李忠百^{1,2}, 朱卫平^{1,2}, 王成旺^{1,2}, 陈高杰^{1,2}

(1. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095; 2. 中石油煤层气有限责任公司,
北京 100028; 3. 中油油气勘探软件国家工程研究中心有限公司, 北京 100080; 4. 中国石油
天然气股份有限公司青海油田分公司, 甘肃 敦煌 736202; 5. 中国石油学会, 北京 100724)

摘要:鄂尔多斯盆地东缘大宁-吉县区块深部煤层气资源丰度高,煤储层天然裂缝与煤自身割理裂隙发育、煤体结构好、机械强度高、顶底板封盖能力强,为大规模体积压裂缝网的形成提供了有利条件。超大规模压裂改造工艺使深部煤层气单井产量获得重大突破,但示踪剂监测结果显示,水平井各压裂段产气效果贡献不均一、资源动用存在盲区、综合效益未达预期。指出深部煤储层形成超大规模有效缝网面临两类主要挑战:(1)深部煤层裂缝扩展规律认识不清;(2)现有压裂技术存在过度改造及改造不充分区域。基于此问题,提出适合深部煤储层改造的多轮次转向缝网弥合压裂技术。首先,分析深部煤层超大规模缝网形成的可行性;其次结合现场压裂数据与微地震监测结果,分析地层曲率、倾角等对压裂裂缝扩展的影响;最后建立应力场计算方法,以此为依据,进行多轮次转向工艺优化及现场试验。在大宁-吉县区块现场进行试验验证,井周微应力场非均匀区域水力裂缝实现了较为均匀的扩展,增大了裂缝整体改造体积,单井产气效果较周边井有明显提升,其中 DJ55 井 5 轮次压裂,储层改造体积达到 $243.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,生产 340 d 累产气量 $970.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产气量 $2.85 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产量和压力均保持稳定,改造效果较好,预计采收储量(EUR)大于 $3000 \times 10^4 \text{ m}^3$,产气潜力较大;JS8-6P05 井第 1—7 段采用 2~3 轮次压裂,压后日产气量 $8.59 \times 10^4 \text{ m}^3$,相比各段均采用单轮次压裂的 JS8-6P04 井加砂规模降低 41.9%、压裂费用降低 21%,但 2 口井水平段千米日产气量相当。试验效果表明,多轮次压裂工艺在一定程度上解决了水平井两侧应力差异而导致的裂缝单侧扩展问题,促进井筒两侧压裂裂缝趋于均匀扩展,极大程度上保障了深部煤储层资源动用程度和压后产量,是深部煤层气压裂工艺降本增效的主要技术途径。

关 键 词:鄂尔多斯盆地东缘;深部煤层气;超大规模压裂;微应力场;多轮次

中图分类号: TE349 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-1986(2024)02-0147-14

Multi-round diverting fracturing technology and its application in deep coalbed methane in the Daning-Jixian block

XIONG Xianyue^{1,2}, ZHEN Huaibin^{1,2}, LI Shuguang^{1,2}, WANG Hongna³, ZHANG Lei^{1,2}, SONG Wei⁴, LIN Hai⁴,
XU Fengyin^{1,5,*}, LI Zhongbai^{1,2}, ZHU Weiping^{1,2}, WANG Chengwang^{1,2}, CHEN Gaojie^{1,2}

(1. National Engineering Research Center of China United Coalbed Methane Corp., Ltd., Beijing 100095, China; 2. PetroChina

收稿日期: 2023-10-26; 接收日期: 2024-01-18

基金项目: 国家科技重大专项项目(2016ZX05042); 中国石油天然气股份有限公司攻关性应用性技术攻关项目(2023ZZ18); 中国石油天然气股份有限公司科技专项“非常规储层改造关键技术研究”项目

第一作者: 熊先锐, 1984 年生, 男, 湖北荆州人, 博士, 高级工程师, 从事煤层气地质和工程技术研究工作.

E-mail: xiongxiayue2009@petrochina.com.cn

*通信作者: 徐凤银, 1964 年生, 男, 陕西佳县人, 博士, 教授, 博士生导师, 从事煤炭、煤层气、石油、天然气地质研究与管理工作.

E-mail: xufy518@sina.com.cn

Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China; 3. CNPC Exploration Software Co., Ltd., Beijing 100080, China; 4. PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang 736202, China; 5. Chinese Petroleum Society, Beijing 100724, China)

Abstract: The Daning-Jixian block on the eastern margin of the Ordos Basin exhibits high-abundance deep coalbed methane (CBM) resources, well-developed natural fractures of coal reservoirs, well-developed cleats and fractures in coals themselves, coals with excellent structures and high mechanical strength, and strong sealing ability of coal roofs and floors. All these create favorable conditions for the formation of a large-scale fracture network through volume fracturing. The ultra-large-scale fracturing process has contributed to a major breakthrough in the single-well output of deep CBM. However, the tracer monitoring results show that various fracturing stages of horizontal wells exhibited different contribution rates to gas production, there exhibited blind zones of resource production, and expected comprehensive benefits were not achieved. This study proposed two major challenges posed to the formation of ultra-large-scale effective fracture networks in deep coal reservoirs: (1) unclear understanding of fracture propagation patterns in deep coal seams and (2) the presence of areas subjected to over and insufficient stimulation using current fracturing technologies. Given these challenges, this study developed a multi-round diverting fracturing technology to form a merged fracture network for the stimulation of deep coal reservoirs. This technology involved: (1) analyzing the feasibility of the formation of a super-large fracture network of deep coal seams. (2) determining the effects of microstructures, such as the curvatures and dip angles of strata, on fracture propagation based on the field fracturing data and microseismic monitoring results. (3) Establishing a stress field calculation method, which laid the foundation for the process optimization and field experiments of multi-round fracturing diverting. This technology was verified through field experiments in the Daning-Jixian block. The results revealed the uniform propagation of hydraulic fractures in areas with nonuniform micro-stress fields around wells. This uniform propagation increased the overall fractured volume, with single-well gas production in the experiment area significantly improving compared to surrounding wells. Well DJ55, experiencing five rounds of fracturing, exhibited a stimulated reservoir volume of up to $243.6 \times 10^4 \text{ m}^3$, 340-day cumulative gas production of $970.5 \times 10^4 \text{ m}^3$, and an average daily gas production of $2.85 \times 10^4 \text{ m}^3$, with daily gas production and pressure remaining stable. These results indicate excellent stimulation results. With an estimated ultimate recovery greater than $3000 \times 10^4 \text{ m}^3$, this well had great potential for gas production. Well JS8-6P05 in the block yielded a daily gas production of $8.59 \times 10^4 \text{ m}^3$ after 2–3 rounds of fracturing at fracturing stages 1–7. Compared to well JS8-6P04, which employed single-round fracturing at each fracturing stage, well JS8-6P05 witnessed reductions in the proppant volume and fracturing cost by 21% and 41.9%, respectively. However, the horizontal sections of both wells produced comparable daily gas production. The experimental results indicate that the multi-round diverting fracturing technology, partially solving the problem that fractures propagate on one side of a horizontal well due to the stress differences on both sides, promotes the uniform propagation of induced fractures on both sides of a wellbore and thus ensures a high production degree and post-fracturing production of deep coal reservoirs. This technology serves as a main technical method for reducing the costs and increasing the efficiency of fracturing technology for deep CBM.

Keywords: eastern margin of the Ordos Basin; deep coalbed methane; ultra-large-scale fracturing; microstress field; multiple round

我国煤层气资源丰富,埋深在2 000 m以浅的煤层气资源超 $30 \times 10^{12} \text{ m}^3$,目前已建成了沁水盆地南部和鄂尔多斯盆地东缘两大煤层气产业基地,并且实现规模经济开发^[1-6]。其中,鄂尔多斯盆地东缘大宁-吉县区块是国内外首个进行深部煤层气勘探开发和系统攻关的区块^[7],该区块煤层气开发取得的突破提振了深部煤层气开发的信心。

自2019年以来,大宁-吉县区块深部煤层气勘探开发经历了勘探评价和开发先导试验两个阶段^[8]。(1)勘探评价阶段(2019—2022年)。受传统观念的影响,前期将2 000 m以深煤层主要作为烃源岩进行研究;随着致密气规模开发,发现深部5号煤和8号煤具有广泛发育、气测异常活跃的特点,峰值普遍超过80%,反映出深部煤层气具有一定资源规模,具备资源勘探评价的资

源潜力。2019年首口试验井DJ3-7向2井,采用常规酸压工艺,投产后呈现出“投产即见气、上产速度快”的特征,日产气量快速上升到 5791 m^3 ,该井拉开了深部煤层气勘探开发序幕^[9]。2020—2021年,优选区块中北部的有利区进行精细评价,利用18口井开展试采,日产气 $3000\sim8000 \text{ m}^3$,提交国内首个埋深超2 000 m的深部煤层气探明地质储量1 121亿 m^3 。2022年对大吉区块埋深大于2 000 m的区域开展系统的整体评价,在河东南部DJ52井区、河西延川井区和宜川井区等地区开展试采评价,采用大规模体积压裂工艺,河东河西43口投产井见气率100%,日产气量在 $2300\sim19200 \text{ m}^3$,单井平均日产气量 7600 m^3 。(2)开发先导试验阶段(2021年至今)。在勘探评价和增储取得突破的基础上,2021—2022年陆续在千立方储量区优选北部先导

试验区和南部先导扩大试验区开展规模试验工作,建设产能 $3.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。北部试验区首口采用大规模压裂的水平井——JS6-7 平 01 井,2021 年 12 月投产,初期日产气量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,年累产气 $1.986 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产气量 $6.0 \times 10^4 \text{ m}^3$,该井的成功标志着深部煤层气先导试采试验获得重大突破^[10-11]。先导试验目前已投产 13 口大规模压裂水平井,初期产量在 $(8.6 \sim 16.3) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均日产超 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,效果显著。

随着大规模体积压裂技术的进步,深部煤层气改造效果日益提升,初步实现了深部煤层气的效益开发。现场实践表明,压裂后单井日产气量差异显著,裂缝监测结果也显示多数水平井压裂缝网形态存在未改造或裂缝重合区域,井控范围内的资源不能充分动用导致资源的浪费和压裂成本的提升,深部煤层缝网扩展规律仍然认识不清,仅凭以往现场经验难以实现资源的充分动用和高效开发^[12]。因此,笔者基于大宁-吉县区块深部煤

层气产业开发现状,剖析深部煤层气水平井缝网压裂技术问题,明确深部煤层气水平井缝网扩展机理,优化缝网压裂工艺,在此基础上提出深部煤层气水平井多轮次转向缝网弥合压裂技术,以期更好地推动我国深部煤层气开发产业快速、高效发展。

1 深部煤储层地质工程条件及挑战

1.1 地质工程条件

大宁-吉县区块位于鄂尔多斯盆地晋西挠褶带的伊陕斜坡,区块内深部煤层气勘探开发主要目的层为太原组 8 号煤和山西组 5 号煤,目前 8 号煤为主要勘探开发层系,其厚度 $5.9 \sim 11.4 \text{ m}$,含气量 $18 \sim 27 \text{ m}^3/\text{t}$,资源丰度平均可达 $2.93 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,与中浅煤层气储层特征相比(表 1),深部煤层气具有“高压力、高温度、高含气量、高饱和度、高游离气量”的五高赋存特征^[13],脆性指数较高,可压性好。

表 1 中浅部与深部煤层气储层特征对比

Table 1 Comparison of characteristics of middle-to-shallow and deep coalbed methane reservoirs

名称	平均地层压力/MPa	孔隙率/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	弹性模量/GPa	泊松比	脆性指数/%	温度/°C	含气量/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	含气饱和度/%
中浅部煤层气	7.9	3.98	0.27	1.50~2.70	0.27~0.33	10~25	30.5~51.2	12.0	64.0
深部煤层气	20.0	3.55	0.02	0.75~1.30	0.22~0.28	35~46	61.3~73.4	24.3	93.6

大宁-吉县区块深部煤层具有以下地质特征^[14-18]: (1) 深 8 号煤最大水平地应力为 45.0~50.0 MPa,最小水平地应力为 42.6~45.8 MPa,水平两向应力差较小(2.4~4.2 MPa)、在小范围内地应力场剧烈变化,在低水平应力差下更容易产生应力反转,裂缝形成更为复杂,压裂改造体积更大,具备形成大范围细密缝网条件。(2) 深部 8 号煤心观察显示,面割理密度为 6~10 条/5 cm,端割理密度为 7~15 条/5 cm;全直径 CT 扫描结果,割理宽度 0.81~2.41 mm,平均 1.4 mm,总裂隙率平均 5.1%;微米 CT 扫描结果,微裂隙主要为 2~5 μm ,煤割理较为发育,区块内天然裂缝发育,利于形成压裂缝网。(3) 深部煤层以原生结构为主,脆性指数较高,机械强度是中浅部煤层的 2 倍,具备较好的人工裂缝延伸条件。(4) 深部 8 号煤顶板发育 2~4 套灰岩,直接顶板灰岩厚度 5~14 m,底板发育泥岩,直接底板泥岩厚度 4~15 m;取心和测井解释成果表明,8 号煤顶板灰岩段,裂隙不发育,物性差,含水性差,气测无异常,为致密层,是良好的封盖层。深部 8 号煤与顶底板应力差较高(7~18 MPa),高应力差压裂裂缝主要在煤层中扩展,有利于通过大规模压裂来提高储层改造效果。

1.2 配套工艺措施

2019—2020 年采用常规改造工艺与酸压试验结合的方式,受限于酸压工艺造缝效率低,施工压力波动大,

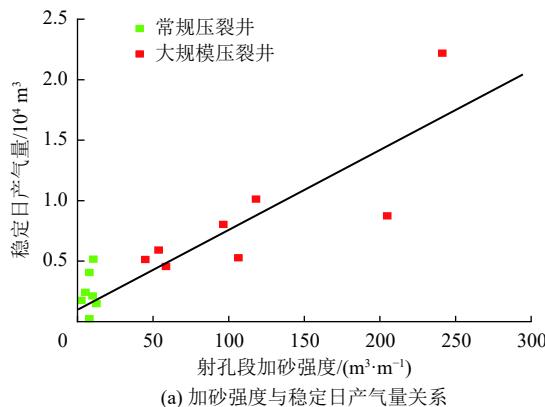
加砂困难,2 口水平井初期日产气 $(0.50 \sim 1.10) \times 10^4 \text{ m}^3$,直丛井平均日产气量 $0.20 \times 10^4 \text{ m}^3$;2021 年,总结分析前期压裂改造不充分的深层次原因,实现压裂观念由基质酸压向体积压裂、由压得开向压得碎、由多造缝向多造有效稳定缝的三大转变。通过提高砂比、超大规模加砂、造超密体积缝网、支撑效果,初步形成了适合深部煤层气的大规模体积压裂工艺技术。

在压裂液方面:由清洁液和胍胶转变为低伤害的变黏滑溜水体系,在前置液阶段采用高低黏滑水交错脉冲注入工艺,低黏滑溜水有利于缝网复杂程度的提升,高黏滑溜水有利于割理、裂隙发育的弹塑性深部煤储层复杂缝网进一步保持及扩展^[19-20]。

在工艺参数方面:前期探索阶段以体积酸压工艺为主,施工排量 5~10 m^3/min ,单井平均加砂量 29 m^3 ,在深化认识工艺参数对产气效果影响的基础上,对工艺参数进行系统优化。平均排量由 $8 \text{ m}^3/\text{min}$ 提升 20 m^3/min ,在目前 Q125 等级套管完井和优质固井质量条件下,排量最高可达 22 m^3/min ,进一步增加缝网体积及复杂程度,同时通过排量和中高黏滑溜水的双重作用,可进一步提高裂缝宽度与平均缝内支撑剂浓度。监测及模拟结果均显示,提高排量裂缝高度可以被很好地控制,排量越高裂缝越长,但导流能力降低,因此,高排量下需匹配更大的加砂量,目前单井/段加砂规模 400~600 m^3 ,水

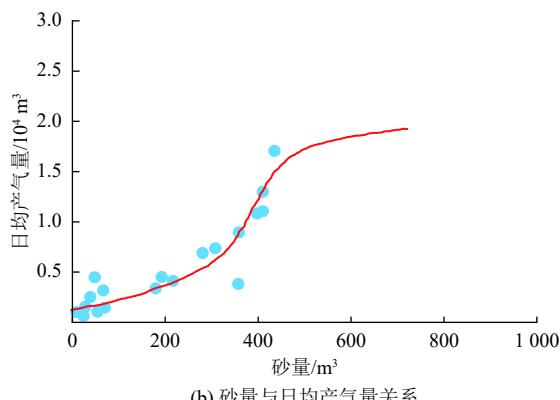
平井加砂强度最高提升至 9.3 t/m ; 砂量逐步提高时, 支撑剂也逐步向更小粒径调整, 从而实现对多尺度和远端缝网的有效支撑, 主体以 $60\sim105$ 、 $105\sim210$ 、 $150\sim300 \mu\text{m}$ 三种类型支撑剂为主, 其中 $60\sim105 \mu\text{m}$ 的砂比平均达到 70% 以上。

先导试验初期大规模压裂水平井最高日产气量 $10.10 \times 10^4 \text{ m}^3$, 直丛井 5 口, 平均日产气量 $0.53 \times 10^4 \text{ m}^3$, 较初期体积酸压阶段环比提升 165%; 2022 年至今采用



(a) 加砂强度与稳定日产气量关系

的超大规模压裂, 首先在直丛井上开展试验, 进行了 43 口致密气老井压裂试验, 排量、砂量逐步优化提高, 支撑剂逐步向更小粒径调整, 水平井日均产气量超过 $10.00 \times 10^4 \text{ m}^3$, 直丛井平均日产气量 $0.75 \times 10^4 \text{ m}^3$, 环比提升 41.5%。根据直丛井加砂强度、加砂强度与产气效果之间关系(图 1)可以看出, 强化加砂规模后, 日产气量由 5000 m^3 增长至 20000 m^3 , 提升了近 3 倍, 工艺适应性较好, 满足深部煤层气高效改造和效益开发的需求。



(b) 砂量与日均产气量关系

Fig.1 Relationships between the pumping parameters and production of vertical cluster wells

1.3 面临的挑战

传统水力压裂力学理论认为, 压裂液泵入地层后, 裂缝开度和裂缝前端的流体压力与应力强度因子不断增加, 当应力强度因子超过岩石断裂韧性时, 裂缝将向前扩展, 水力裂缝方向为垂直于水平最小地应力方向^[21]。深部煤层割理、裂隙较为发育, 并且由于构造运动产生的局部微小正向构造、负向构造和煤层自身的塑性特征导致局部的应力大小发生改变, 构造运动、地层倾角、曲率以及各向异性等因素也将对裂缝扩展产生不同程度的影响^[22], 压裂裂缝可能沿任意方向延伸, 形成复杂缝网。而深部煤层极低的渗透率和较小的孔隙率意味着深部煤层气的开发必须依赖有效的储层改造措施, 不同于常规储层改造需求, 通过实践也进一步表明深部煤层只有形成有效的水力裂缝才能达到资源控制和采出的需求, 从而达到工业开采的要求^[23]。

随着地质工程认识的深入, 深部煤层气由最初借鉴致密气、中浅部煤层气的常规压裂模式逐渐向页岩气体积压裂模式转变, 最终发展形成“人造气藏”大规模体积压裂模式。大规模体积压裂虽解决了产气效果的问题, 但是深部煤层地质构造复杂并且煤的割理裂隙较发育, 在超大规模体积压裂中, 大排量更易使水力裂缝沟通煤储层的割理、裂隙而形成复杂缝网^[24], 理想缝网形态如图 2a 所示, 各簇裂缝开启程度相当, 缝网接近叠合, 达到弥合的状态, 此时压裂液效率最高, 储层改造体

积最大; 然而, 现场应用发现, 多数井压裂缝网形态如图 2b 所示, 存在未改造或裂缝重合区域, 导致资源浪费或过度改造, 所形成的缝网体系并不能完全满足井网部署需求。

深部煤层地质非均质性强, 现有开发工程技术尚不能完全适应地质特征变化, 以形成长距离有效支撑、高导流能力、段间及井间缝网有效弥合的人工裂缝作为目标, 即达到匹配井网的缝网形态才能达到“人造气藏”的改造要求, 而能否高效动用深部煤层气关键在于工程改造的适配性^[25], 如何优化适用于深部煤层有效改造为核心的压裂设计和工程工艺是需要解决的难题。

2 水力裂缝扩展规律

通过现场工程施工发现, 在相似液体体系、射孔工艺、射孔段长、施工排量、施工规模条件下, 水平井段各井底压力差异显著, 裂缝形态呈现非均匀特征, 缝网未达到弥合状态; 通过对裂缝形态分析、构造形态与施工压力关系、施工压力与产气效果分析也进一步验证了微应力场是影响裂缝扩展的主要影响因素^[26]。按照地质工程一体化思路, 亟需进一步构建深部煤储层微应力场计算方法, 为压裂工艺的优化提供支撑。

2.1 裂缝监测结果分析

通过对实际的裂缝监测结果和微构造参数进行分析, 缝网扩展除排量、液量、层间应力差、岩石力学参

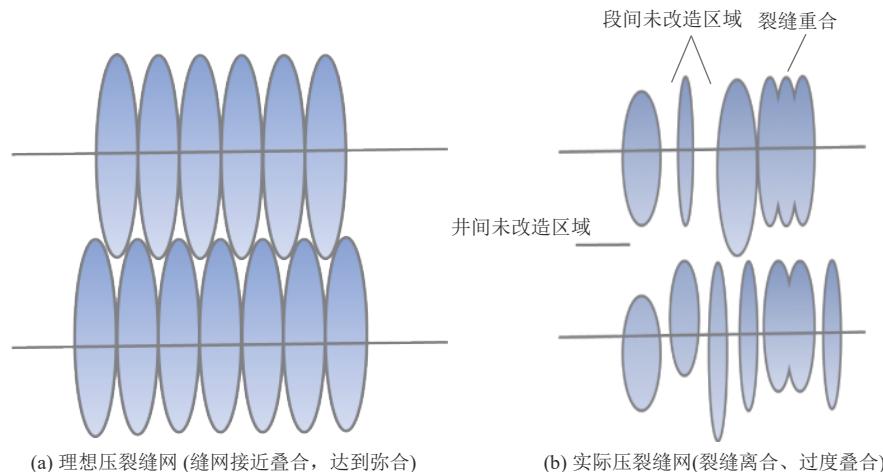


图2 欠改造缝网与理想改造缝网

Fig.2 Schematic diagrams showing understimulated and ideally stimulated fracture networks

数等因素影响外,还与微构造带来的地应力场变化有关。以JS14-7P04井为例,压裂施工11段,各段工艺参数设计基本一致,射孔长度4m,施工排量21 m³/min,加砂强度6.0 t/m,百目砂占比70%。11段井底施工压力47.3~55.2 MPa,井底最大施工压力差7.9 MPa,施工压力表现出明显的差异特征(表2)。结合裂缝扩展特征及形态

分析,对井底施工压力和井筒处地层倾角相关性进行分析,如图3所示,地层倾角与施工压力有明显的相关性,初步判断受地层微构造影响,导致局部微应力场发生变化,裂缝扩展过程中受应力变化影响,裂缝易于向低应力区扩展。

表2 JS14-7P04井各段裂缝长度监测结果
Table 2 Monitoring results of fracture lengths in various fracturing stages of well JS14-7P04

段号	东侧裂缝长度/m	西侧裂缝长度/m	缝网宽度/m	总裂缝长度/m	两侧裂缝长度差异/m	西侧地层倾角	东侧地层倾角/(°)	两侧地层倾角差异/(°)	西侧地层曲率	东侧地层曲率	井底施工压力/MPa
2	180	240	150	420	60	0.56	0.76	0.2	0.000 11	-0.000 03	50.6
3	210	230	190	440	20	0.65	0.44	0.2	0.000 09	-0.000 04	51.4
4	170	270	230	440	100	0.87	0.23	0.6	0.000 01	0.000 07	55.0
5	170	290	170	460	120	1.00	0.38	0.6	0.000 06	0.000 01	53.7
6	130	260	200	390	130	1.24	0.63	0.6	0.000 01	0.000 01	57.5
7	170	240	230	410	70	0.94	0.74	0.2	-0.000 16	0.000 13	55.2
8	180	290	240	470	110	0.97	0.83	0.1	-0.000 14	0.000 12	55.5
9	190	206	180	396	16	0.61	0.61	0	0.000 11	0.000 03	54.7
10	140	220	220	360	80	1.57	0.91	0.7	0.000 16	0.000 05	57.9
11	160	240	230	400	80	1.39	0.79	0.6	-0.000 05	-0.000 07	59.5

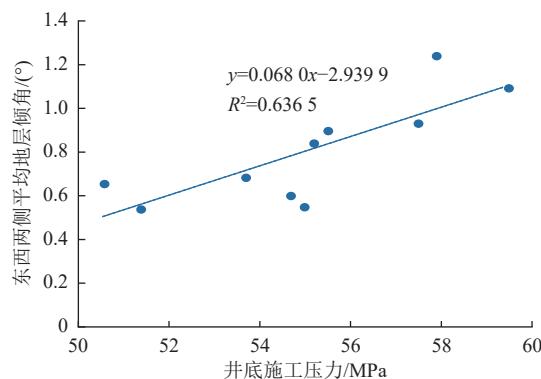


图3 JS14-7P04井井底施工压力与地层倾角关系
Fig.3 Relationship between the bottomhole treating pressure and formation dip angle at well JS14-7P04

由图4可知,整体上地层曲率、地层倾角与压裂裂缝长度呈负相关关系,而曲率与裂缝长度相关性并不明显。

基于现场施工经验,将井筒两侧地层倾角之差的绝对值高于或低于0.6°作为评价指标,探究裂缝长度与地层倾角及曲率的相关性。如图5a所示,井筒两侧地层倾角之差的绝对值高于0.6°时,压裂裂缝长度与地层倾角负相关性更高(与图4a对比);而地层倾角小于0.6°时,如图5b所示,地层曲率与地层倾角负相关性更高(与图4b对比)。结果表明,压裂裂缝网延伸方向受局部微应力场控制,应力较为松弛井段裂缝长度、裂缝宽度整体

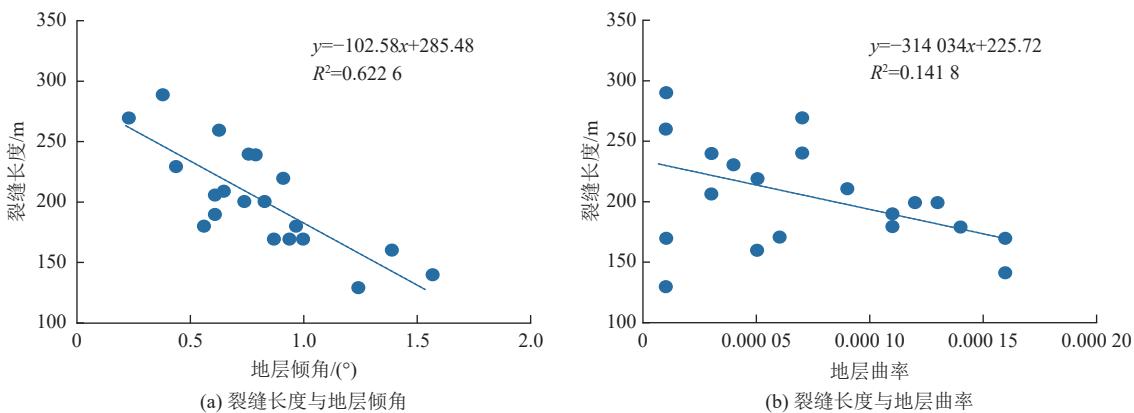


图 4 JS14-7P04 井裂缝长度与地层参数关系
Fig.4 Relationships between fracture length and formation parameters at well JS14-7P04

高于应力较为集中井段,结合地应力与构造变形关系初步分析,在推测压裂缝网延伸形态时,优先考虑井筒两侧倾角差异,在两侧倾角差异 $<0.6^\circ$ 时综合考虑地层曲率。

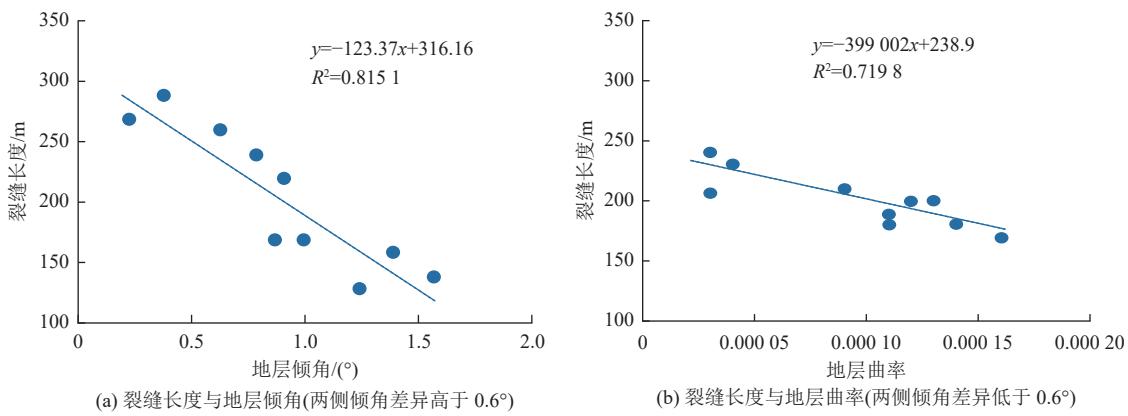


图 5 JS14-7P04 井裂缝长度与地层参数关系(考虑地层倾角差异)

Fig.5 Relationships between fracture length and formation parameters at well JS14-7P04 (considering the differences in dip angles of the strata)

2.2 生产动态表征

依据地层倾角与裂缝形态和施工压力分析结果,明确了高应力区裂缝扩展受限,可能会导致产气效果有显著差异,为此对本区块前期开展示踪剂监测的JS12-7AP02井进行分析验证。JS12-7AP02井采用与JS14-7P04井相同工艺参数,依据井底施工压力和示踪剂监测1个月数据,对各段累计产气量贡献率进行分析,已压裂9段的施工压力在37.4~58.8 MPa,各段累计产气量贡献率在5.5%~24.2%,各段累产气量差异显著,如图6a所示,井底施工压力与累产气量贡献率呈现明显负相关性,去掉最低井底施工压力37.4 MPa数据点(最高贡献率),剩余8段井底施工压力在53.5~58.8 MPa,各段累计产气量贡献率在5.5%~18.8%,井底施工压力与累计产气量贡献率仍呈现明显的负相关性,如图6b所示。分析结果表明,高施工压力段产量贡献较低,与上述分析高倾角、高施工压力、低裂缝长度结果一致,进一步说明微应力场对裂缝扩展起到至关重要的影响。

2.3 地应力计算

为进一步认识应力场对裂缝扩展的影响,综合考虑岩石力学参数、地层倾角、曲率等因素构建微应力场计算方法。目前地应力计算模型如组合弹簧模型^[27]、修正的葛氏模型^[28]等考虑了宏观构造应力的影响,引入了最大、最小水平主应力方向上的构造应力系数,通过弹性模量、泊松比等参数来计算水平最大、最小主应力。

组合弹簧模型:

$$\sigma_h = \frac{\mu}{1-\mu}(\sigma_v - \alpha p_o) + \frac{EL_h}{1-\mu^2} + \frac{\mu EL_h}{1-\mu^2} + \alpha p_o \quad (1)$$

$$\sigma_H = \frac{\mu}{1-\mu}(\sigma_v - \alpha p_o) + \frac{EL_H}{1-\mu^2} + \frac{\mu EL_H}{1-\mu^2} + \alpha p_o \quad (2)$$

修正的葛氏模型:

$$\sigma_h = \frac{\mu}{1-\mu}(\sigma_v - \alpha p_o) + L_h \frac{E(\sigma_v - \alpha p_o)}{1+\mu} + \alpha p_o \quad (3)$$

$$\sigma_H = \frac{\mu}{1-\mu}(\sigma_v - \alpha p_o) + L_H \frac{E(\sigma_v - \alpha p_o)}{1+\mu} + \alpha p_o \quad (4)$$

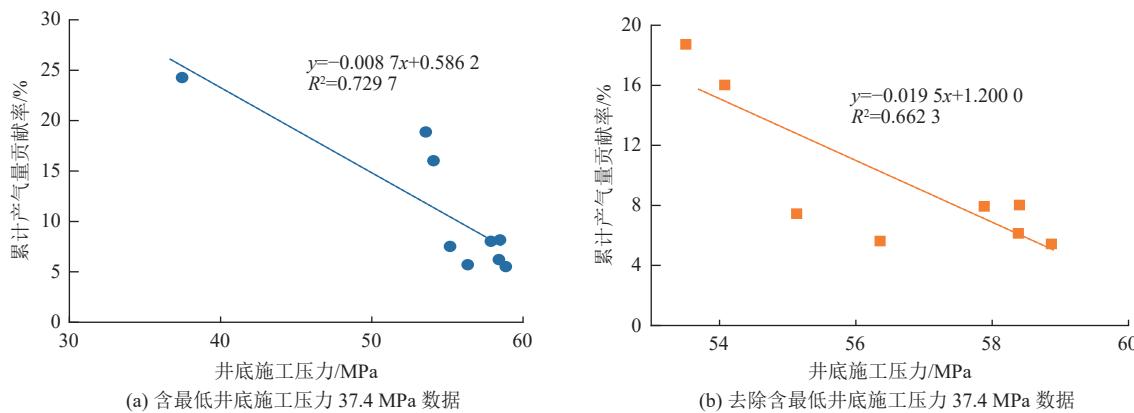


图 6 井底施工压力与累计产量贡献率关系

Fig.6 Relationships between bottomhole pressure and contribution rates to cumulative gas production

但以上模型并未考虑微构造运动引起的微应力场变化影响,而考虑为应力场的影响是精细刻画地应力模型的关键。煤层为塑性储层,容易发生形变,受构造运动影响,不同的微构造形态会导致局部的应力与周边应力有显著差异,因此为准确计算煤层应力场,将煤层应力设定为宏观构造应力、垂向应力、微构造应力共同构成,如图 7 所示。最大、最小水平地应力可由宏观构造应力分量、垂向应力分量、微构造应力分量叠加构成:

$$\sigma_h = \sigma_h^v + \sigma_h^{mic} + \sigma_h^{mac} \quad (5)$$

$$\sigma_b = \sigma_b^v + \sigma_b^{mic} + \sigma_b^{mac} \quad (6)$$

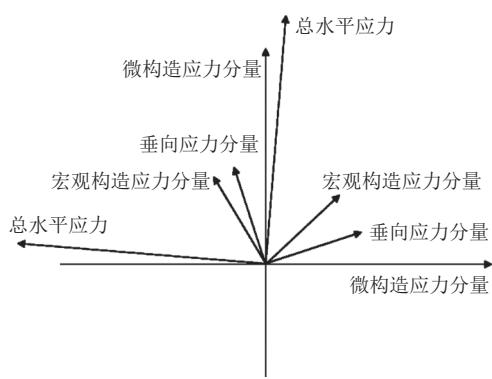


图 7 考虑微构造影响的应力模式

Fig.7 Stress patterns considering microstructural influence

3 多轮次支撑剂暂堵转向缝网弥合工艺试验

3.1 暂堵支撑剂粒径和用量优化

压裂施工停泵易于导致裂缝周边应力场发生变化,二次压裂有利于促进裂缝转向^[29]。细粒支撑剂具有增加缝内压差,迫使压裂液转向造新裂缝的能力,采用黏度为 25~30 mPa·s 压裂液和粒径 60~105 μm 支撑剂,暂堵压差最高可提升 4 MPa 左右^[30-31],现场前置液实际使用压裂液黏度 42~54 mPa·s,有助于提高暂堵压差。为实现缝网弥合效果,有必要开展多次压裂试验,同时对暂堵支撑剂的粒径及用量进行探究。

3.1.1 暂堵支撑剂粒径优化

深部煤层气储层改造过程中考虑到多级缝网有效支撑需求,前期压裂井均采用高比例低粒径支撑剂组合^[32],150~300 μm : 105~210 μm : 60~105 μm = 1 : 2 : 7 分阶段注入模式。为探究支撑剂粒径对裂缝导流能力及封堵效果的影响,室内开展支撑剂导流能力评价实验,实验方案见表 3,实验结果如图 8 所示。

表 3 支撑剂导流能力评价实验

Table 3 Experiments on the evaluation of the impact of proppant grain sizes on fracture conductivity

实验编号	支撑剂粒径/μm	混合比例
1	45~75	
2	60~105	
3	105~210	
4	150~300	
5		1 : 1 : 1
6	150~300 : 105~210 : 60~105	1 : 4 : 5
7		1 : 2 : 7

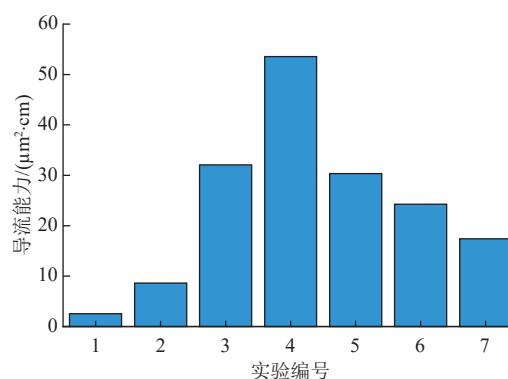


图 8 支撑剂导流能力实验

Fig.8 Experiments on the impact of proppant grain sizes on fracture conductivity

由图 8 可以看出,支撑剂粒径越小,裂缝导流能力越低,反之则越高,导流能力反映了裂缝的渗透能力,同时也反映出其对裂缝的封堵效果。对于 150~300 μm

及 105~210 μm 石英砂支撑剂, 其粒间间隙相对较大, 有效渗透率较高, 同时形成暂堵压差的能力降低, 暂堵裂缝的效果减弱, 暂堵效果较差; 60~105 μm 与 45~75 μm 石英砂的细粒支撑剂, 粒径较小, 更容易进入微小裂缝, 支撑剂堆积形成的封堵带渗透率更低, 暂堵效果更好, 实验结果表明, 45~75 μm 较 60~105 μm 支撑剂导流能力低。需转向段前置 45~75 μm 超细支撑剂对裂缝前端暂堵, 预计可注入压力增加远超 4 MPa, 采用 70% 的

60~105 μm 支撑剂, 施工过程中逐步提高缝内净压力诱导裂缝转向。

3.1.2 各轮次加砂量优化

根据现场施工井裂缝监测结果可知, 当砂量达到 350 m^3 以后, 缝网长度增长缓慢^[33], 缝网宽度增加较快; 当砂量达到 450 m^3 以后, 缝网长度和宽度增长均缓慢, 如图 9 所示。因此, 深部煤层水平井缝网弥合压裂时单次加砂量设计为 300~450 m^3 。

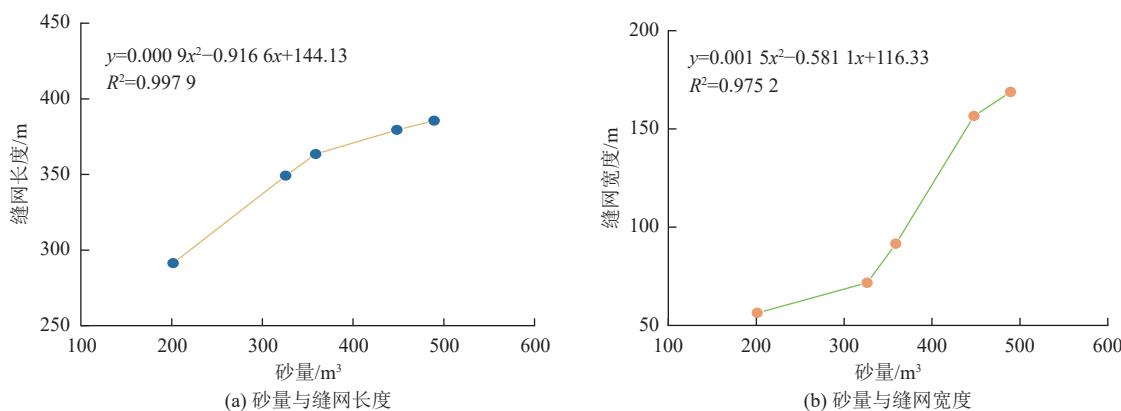


图 9 砂量与监测缝网长度及宽度的关系曲线

Fig.9 Curves showing the relationships of proppant volume with the length and width of the monitored fracture network

3.2 应用效果

3.2.1 直井

1) DJ55 井基本情况

DJ55 井是一口位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东部的深部煤层气探井, 目的层为太原组 8 号煤层, 煤层垂深 2 132.2~2 137.4 m, 煤层垂厚 5.2 m, 顶板灰岩与煤层应力差为 18.5 MPa, 底板泥岩/砂质泥岩/泥质砂岩与煤层应力差为 9.1 MPa, 煤层及其顶底板岩石力学参数见表 4。顶板灰岩和底板泥岩可压性较差, 且与煤层应力差较大, 顶底板遮挡能力较强, 裂缝高度受控, 因此, 开展多轮次暂堵转向压裂试验, 探索缝网弥合技术, 进一步提高井筒周边改造均匀程度和裂缝扩展体积, 实现井周资源的充分动用。井周 300 m 半径范围的应力差异计算结果如图 10 所示, 井筒东侧应力较井眼附近高 3~6 MPa, 井筒西侧应力较井眼附近高 0~4.5 MPa, 井筒北侧应力较井眼附近高 0~5 MPa, 井筒南侧应力较井眼附近高 0~4 MPa。

2) DJ55 井压裂施工情况

表 4 DJ55 井煤层及顶底板岩石力学参数

Table 4 Rock mechanical parameters of the coal seam at well DJ55 and its roof and floor

层位	泊松比	弹性模量/MPa	最小主应力/MPa
顶板	0.24	23 824	54.8
8号煤	0.28	6 144	36.3
底板	0.27	16 580	45.4

共计进行 5 轮次压裂施工, 基于前期加砂规模与缝网扩展规律分析(图 9), 单次加砂规模设计用量为 380~450 m^3 。5 次施工总液量 15 335.8 m^3 , 总砂量 1 801.6 m^3 , 各轮次施工参数、施工压力及裂缝监测结果分别见表 5—表 6 和图 11a。

第一轮次, 采用小粒径 45~75 μm 和中小粒径 60~105 μm 支撑剂为后续转向提高暂堵压力, 前置液初期

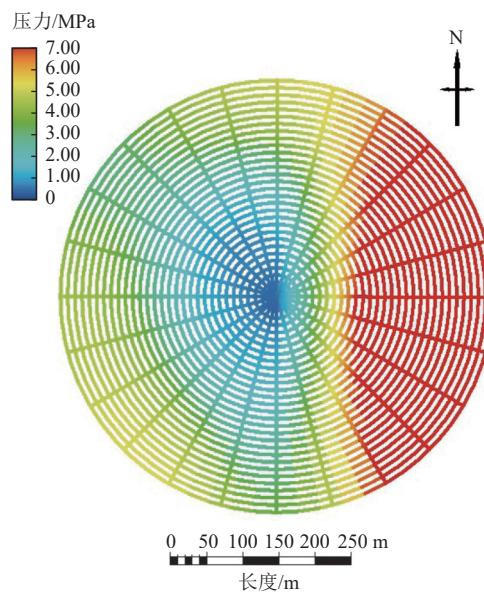


图 10 DJ55 井井筒与周边应力计算结果

Fig.10 Calculation results of stress in the wellbore of well DJ55 and its periphery

表 5 DJ55 井施工参数和压力统计
Table 5 Statistics of parameters for fracturing operations and operations at well DJ55

施工轮次	砂量/m ³	总液量/m ³	平均排量/(m ³ ·min ⁻¹)	压裂液体系	支撑剂粒径比例	前置液初期 井底压力/MPa	携砂液末期 井底压力/MPa	停泵压力/ MPa
第1次	410.6	2 941.0	10.0~11.1	变黏滑溜水	60~105 μm : 45~75 μm=1 : 3	55.5	40.8	23.4
第2次	119.2	3 529.2	18.5	变黏滑溜水	60~105 μm	36.9	49.7	37.5
第3次	392.7	2 801.8	11.1	低伤害胍胶	60~105 μm : 105~210 μm=1.5 : 1	45.8	52.4	49.1
第4次	433.7	2 874.8	10.9	低伤害胍胶	105~210 μm	59.7	49.2	49.1
第5次	445.4	3 189.0	13.0	低伤害胍胶	105~210 μm : 150~300 μm=1 : 1	61.6	40.2	46.2

表 6 DJ55 井第 2—第 5 段压裂裂缝参数
Table 6 Parameters of induced fractures at stages 2~5 of well DJ55

段号	缝长/m	半缝长/m	缝高/m	缝网平均宽度/m	方位角/(°)	本次改造 裂缝体积(SRV)/10 ⁴ m ³
2	450	E190、W260	10	280	99	117.6
3	400	E260、W140	10	230	92	92.0
4	410	E250、W160	10	240	96	98.4
5	580	E290、W290	10	320	88	164.0
合计	580	E290、W290	10	420	91	243.6

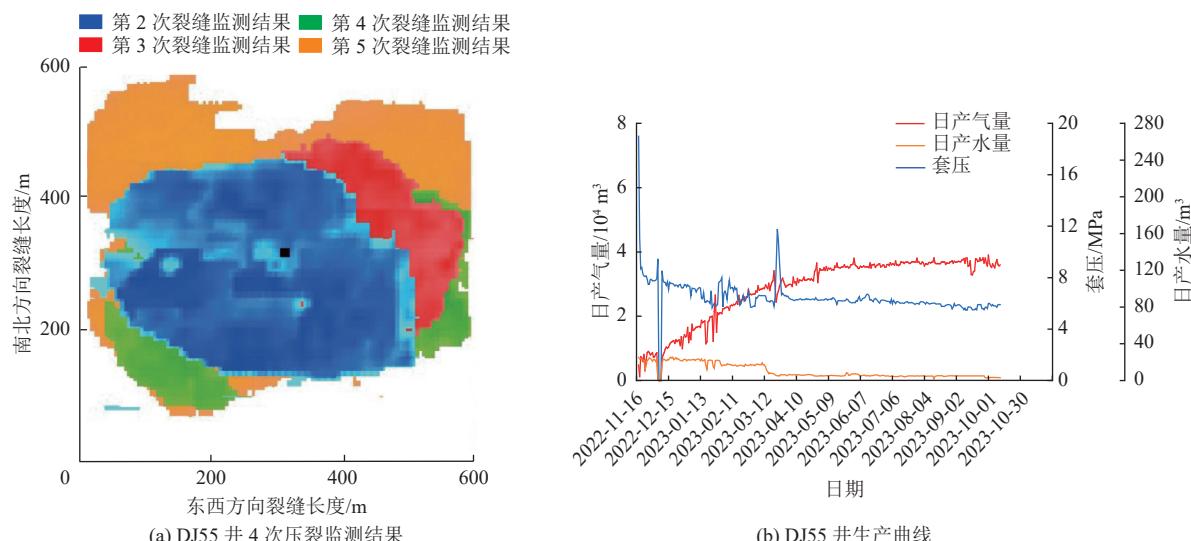


图 11 DJ55 井压裂监测结果和生产曲线
Fig.11 Fracturing monitoring results and production curves of well DJ 55

井底压力为 55.5 MPa, 携砂液末期井底压力 40.8 MPa, 施工过程中整体呈现缓慢下降趋势, 与井眼西侧 200 m, 南北侧 170 m 均为低应力区解释结果一致, 未开展裂缝监测, 推测裂缝主要向西侧延伸。

第二轮次, 均采用 60~105 μm 中小粒径支撑剂, 加砂过程中压力波动较大, 表明裂缝宽度不足, 施工难度大未完成设计加砂规模, 前置液初期井底压力 36.9 MPa, 较第一次压裂末期施工压力低 3.9 MPa, 表明施工初期压裂裂缝以沿第一次压裂老裂缝扩展为主, 施工过程中压力上涨至 49.7 MPa, 说明施工期间压裂裂缝发生转向, 第一轮次暂堵有效。监测压裂裂缝向东侧延伸长度 190 m、向西侧延伸长度 260 m(图 11a), 南侧缝网宽

度比北部大 25%, 符合两侧应力展布情况。

第三轮次, 采用中小粒径 60~105 μm 和中等粒径 105~210 μm 组合支撑剂模式, 前置液初期井底压力 45.8 MPa, 较第二次携砂液末期施工压力低 3.9 MPa, 表明压裂裂缝仍延前次压裂裂缝延伸, 施工过程中压力上涨至 52.4 MPa, 说明施工期间压裂裂缝发生转向, 第二轮次同样起到较好暂堵作用。监测压裂裂缝向东侧延伸长度 260 m、向西侧延伸长度 140 m, 与施工压力和周边应力展布计算结果一致, 西侧裂缝暂堵效果显著, 促进裂缝向东侧转向; 压裂缝网宽度本次南北较为均匀, 南侧裂缝暂堵效果显著, 促进裂缝向北侧扩展。

第四轮次, 采用中等粒径 105~210 μm 支撑剂。前

置液初期井底压力 59.7 MPa, 较第三轮次携砂液末期施工压力高 7.3 MPa, 前期暂堵效果显著, 施工初期压裂裂缝则发生转向, 施工过程压力下降, 至携砂液末期井底施工压力 49.2 MPa。监测压裂裂缝向东侧延伸长度 250 m、向西侧延伸长度 160 m, 但本次裂缝新增扩展在西南侧, 说明裂缝突破前三次施工裂缝向远端中低应力区扩展, 与施工过程中压力先高后低的情况表现一致。

第五轮次, 采用中等粒径 105~210 μm 和中大粒径 150~300 μm 组合支撑剂模式, 重点为提高近井缝内导流能力, 前置液初期井底压力 61.6 MPa, 较第四轮次携砂液末期井底压力高 12.4 MPa, 与第四轮次施工压力变化情况相似, 前期暂堵效果显著, 施工初期压裂裂缝则发生转向, 施工过程压力下降, 至携砂液末期井底施工压力 40.2 MPa。监测压裂裂缝向东侧延伸长度 290 m、向西侧延伸长度 290 m, 本次压裂裂缝新增扩展集中在西北和东北侧, 说明裂缝突破前 4 次施工裂缝向远端中高和中低应力区扩展, 与施工过程中压力先高后低的情况表现一致。5 轮次压裂施工裂缝监测结果和施工压力均表明达到了提高裂缝扩展面积和资源控制程度的试验需求。

3) 转向及生产效果分析

监测结果表明, 如图 11a 所示, 图中蓝色是第 2 次压裂裂缝范围, 红色是第 3 次压裂在第 2 次基础上增加的裂缝范围, 绿色第 4 次压裂在第 2—第 3 次压裂基础上增加的裂缝范围, 黄色是第 5 次压裂在第 2—第 4 次压裂基础上增加的裂缝范围, 第 2—第 3 次施工在主应力方向向中高应力区扩展, 第 4—第 5 次突破原有裂缝和主应力控制向井筒远端中等应力区扩展, 监测裂缝高度 10 m, 进一步验证了顶底板具备较强的封盖能力, 最终裂缝扩展体积 $243.6 \times 10^4 \text{ m}^3$, 较常规直井裂缝体积增加 170%。第 3 至第 5 次井底施工压力较前期提高了 8.3~12.4 MPa, 远高于井筒周向的最高 6 MPa 应力差, 裂缝扩展主体受最大主应力控制, 东侧高应力区最大缝网宽度较西侧低应力区最大缝网宽度低 119 m, 裂缝在高应力区扩展仍然受到一定限制, 转向工艺仍有进一步优化的空间。

该井于 2022 年 11 月 15 日投产, 累计生产 340 d, 累产气量为 $970.5 \times 10^4 \text{ m}^3$; 截至 2023 年 10 月 21 日, 日产气量 35 928 m^3 , 套压 5.90 MPa, 压力和产量均稳定, 产气能力为周边直井的 2.0~3.0 倍, 初步测算该井采收储量(EUR)大于 $3 000 \times 10^4 \text{ m}^3$, 产出投入比为水平井 1.5 倍, 生产曲线如图 11b 所示。现场应用效果表明, 深部煤层实施多轮次重复压裂改造效果较好, 具有良好的推广应用价值。

3.2.2 水平井

1) JS8-6P04、JS8-6P05 井基本情况

JS8-6 井台位于深部煤层气开发区北部, 自北向南钻进, 井台设计井距 350 m。JS8-6P05 井水平段长 1 465 m, 压裂利用水平段 1 300 m, 压裂 9 段, 邻井 JS8-6P04 井水平段长 1 197 m, 压裂利用水平段长 1 197 m, 压裂 8 段。

地质模型构建参照邻近 DJ4-6 井, 压裂选段方案初步设定与 DJ4-6 井的应力差 >5 MPa 为高应力区, 3~5 MPa 之间为中等应力区, <3 MPa 为低应力区。根据井周应力计算结果, 2 口井均存在东西两侧应力非对称情况, 两侧应力差异在 0~5 MPa, 如图 12 所示。基于直井试验情况和地应力计算结果, 在 JS8-6P05 井第 1—7 压裂段开展多轮次转向压裂试验, JS8-6P05 井第 8—9 段和 JS8-6P04 井第 1—8 段采用单轮次压裂工艺, 一方面 JS8-6P05 井主体采用多轮次压裂工艺, 为避免其他因素干扰, 对第 1—7 段和第 8—9 段在裂缝扩展规律认识和转向工艺有效性两方面在井内进行对比; 另一方面差异化 2 口水平井主体压裂工艺, 从裂缝扩展规律认识、转向工艺有效性和产气效果三方面综合对比, 验证多轮次压裂效果。

2) 裂缝监测情况分析

基于三维地震叠前道集资料提取的各向异性强度属性表征天然裂缝发育情况。因深部煤层气开发时间尚短, 天然裂缝对水力裂缝扩展影响的规律尚不明确, 因此, 本次针对 JS8-6P04 和 JS8-6P05 井裂缝监测结

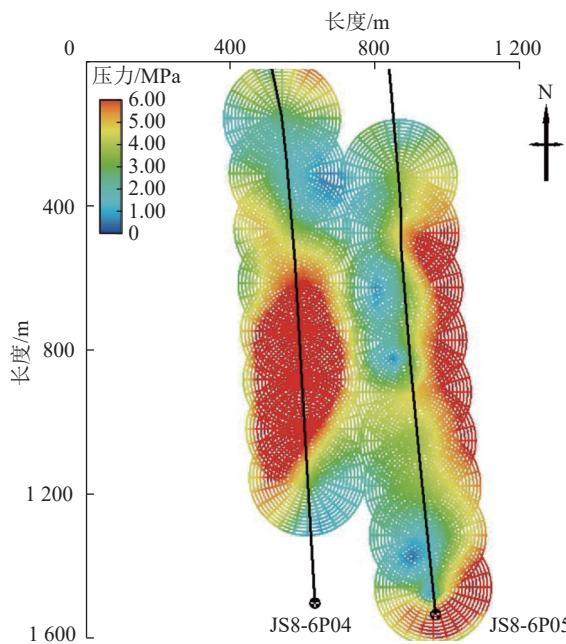


图 12 JS8-6P04、JS8-6P05 井井筒周边应力差异计算结果

Fig.12 Differences in calculated stress of wellbores and their peripheries between wells JS8-6P04 and JS8-6P05

果(表7)的分析忽略天然裂缝影响段。监测结果表明:2口井单轮次压裂段均符合水力裂缝向低应力区域扩展的认识;多轮次转向压裂段两侧裂缝长度差异11~31 m,平均19 m,平均裂缝总长度311 m,单轮次压裂段两侧裂缝长度差异31~131 m,平均88 m,平均裂缝总长度

328 m,多轮次压裂段比单轮次压裂段裂缝总长度仅低5.1%,而多轮次压裂有效促进了裂缝两侧均匀扩展,减少了单次压裂单侧的过度扩展,实现了井控资源的充分动用。

表7 JS8-6P04和JS8-6P05井裂缝监测结果
Table 7 Monitoring results of fractures at wells JS8-6P04 and JS8-6P05

施工段	西侧裂缝长/m	东侧裂缝长/m	总缝长/m	东-西侧应力差/MPa	东-西侧裂缝长度差/m	应力及天然裂缝情况	工艺
JS8-6P05-1	147	134	281	2~4	-13	高应力区	多轮次
JS8-6P05-2	138	158	296	1~3	20	中应力区	多轮次
JS8-6P05-3	161	192	353	1~2	31	中应力区	多轮次
JS8-6P05-4	162	151	313	2~3	-11	高应力区	多轮次
JS8-6P05-5	232	66	298	1~3	-166	高应力区,天然裂缝发育	多轮次
JS8-6P05-6	167	212	379	2~4	45	高应力区,天然裂缝发育	多轮次
JS8-6P05-7	158	200	358	3~5	42	高应力区,天然裂缝发育	多轮次
多轮次绝对值平均 (不含天然裂缝诱导)	152	159	311		19		
JS8-6P05-8	195	97	292	2~4	-98	高应力区	单轮次
JS8-6P05-9	214	137	351	2~3	-77	高应力区	单轮次
JS8-6P04-1	106	174	280	-4~-2	68	高应力区	单轮次
JS8-6P04-2	104	203	307	-3~-1	99	高应力区	单轮次
JS8-6P04-3	112	243	355	0	131	高应力区	单轮次
JS8-6P04-4	131	175	306	0	44	高应力,天然裂缝发育	单轮次
JS8-6P04-5	185	224	409	0	39	高应力区,天然裂缝发育	单轮次
JS8-6P04-6	147	178	325	-2~-1	31	中应力区	单轮次
JS8-6P04-7	136	248	384	-4~-2	112	中应力区	单轮次
JS8-6P04-8	105	293	398	-3~-2	188	中应力区,天然裂缝发育	单轮次
单轮次压裂绝对值平均 (不含天然裂缝诱导)	145	183	328		88		

单次压裂段在高应力区水力裂缝两侧延伸长度差异在68~131 m,普遍较高,水力裂缝受井筒两侧应力差异大小影响较为明显。多轮次压裂井,中应力区裂缝总长平均为324.5 m,高应力区裂缝总长平均为297.0 m,高应力区较中应力区裂缝总长相差8.5%,高应力区总长度尚不能满足350 m井距的要求,因此,针对水平井高应力区的多轮次转向工艺及参数仍需进一步优化^[34]。

3) 生产效果对比

JS8-6P04井共压裂8段,每段平均长度149.6 m,

加砂强度5.92 t/m,加液强度22.7 m³/m,投产136 d,累计产气量1 056万m³,投产以来平均日产气量0.97万m³,平均千米水平段贡献产气量882.2万m³,统计结果见表8。与单轮次压裂的JS8-6P04井对比,JS8-6P05井加砂强度降低41.9%,千米压裂总费用降低21%,加液强度基本相当,平均每段日产气量和平均千米水平段贡献累产气量均与前者相当。现场试验证明多轮次转向压裂提高了缝网有效控制范围,是深部煤层气压裂工艺后续降本增效的重要研究方向。

表8 JS8-6P04和05井生产效果对比
Table 8 Comparison of production outcomes of wells JS8-6P04 and JS8-6P05

施工段	利用水平段长/m	压裂段数	平均段长/m	加砂强度/(t·m ⁻¹)	加液强度/(m ³ ·m ⁻¹)	投产天数	累计产气量/10 ⁴ m ³	平均日产气量/10 ⁴ m ³	平均每段日产气量/10 ⁴ m ³	平均千米水平段贡献产气量/10 ⁴ m ³
JS8-6P05	1 300	9	144.4	3.44	23.6	136	1 168	8.59	0.95	898.5
JS8-6P04	1 197	8	149.6	5.92	22.7	136	1 056	7.76	0.97	882.2

4 结论

a. 大宁–吉县区块深部太原组 8 号煤和山西组 5 号煤层媒体结构好、强度高、顶底板封盖条件好、区块天然裂隙发育,具备更大规模压裂形成超大缝网的可行性;裂缝扩展大小和产气效果受地应力控制明显,对改造强度有更高的需求。

b. 基于超大规模与有效支撑理念,运用多轮次转向压裂工艺的缝网弥合压裂技术避免了储层欠改造或过度改造的短板,改造效果提升显著。现场应用效果表明,DJ55 井多轮次加砂工艺压裂后,裂缝体积较常规大规模压裂提升 170%,稳定日产气超 35 000 m³,压力和产量均稳定,产气能力为周边直井的 2.0~3.0 倍;水平井多轮次压裂段较单轮次压裂段裂缝总长度仅减少 5.1%,但实现了压裂裂缝在井筒两侧的均匀扩展,主体采用多轮次转向压裂工艺的 JS8-6P05 井较采用单轮次压裂的 JS8-6P04 井加砂强度降低 41.9%,但获得相同的产气效果。多轮次转向压裂工艺呈现较好的适用性,为深部煤储层压裂改造提供一种新理念。

c. 受地层应力大小影响,高应力区压裂裂缝平均长度 297 m,较低应力区低 9.2%,未能满足 350 m 井网部署需求,且支撑剂暂堵多轮次转向工艺需进行停泵,实施效率较低,压裂工艺参数仍需进一步优化,低成本高效率转向工艺模式需要进一步探索。

d. 现场实践表明,地质构造运动产生的微应力变化对裂缝扩展和煤层气产气效果影响较大,传统应力模式已无法精细刻画地应力模型。下一步可继续深入研究微构造应力模式,推动深部煤层气地应力理论研究,指导现场井网部署和压裂工艺优化。

符号注释

E 为静态弹性模量, MPa; L_H 、 L_h 分别为最大、最小水平主应力方向上的构造应力系数; p_0 为孔隙压力, MPa; α 为有效应力系数; μ 为静态泊松比; σ_h 为最小水平地应力, MPa; σ_h^v 为垂向应力引起的最小水平应力分量, MPa; σ_h^{mic} 为微构造应力引起的最小水平应力分量, MPa; σ_h^{mac} 为宏观构造应力引起的最小水平应力分量, MPa; σ_H 为最大水平地应力, MPa; σ_H^v 为垂向应力引起的最大水平应力分量, MPa; σ_H^{mic} 为微构造应力引起的最大水平应力分量, MPa; σ_H^{mac} 为宏观构造应力引起的最大水平应力分量, MPa; σ_v 为垂直应力, MPa。

参考文献(References)

- [1] 庚勐,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.
- [2] 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.
- [3] 孙德强,高文凯,郑军卫,等.制约中国煤层气发展瓶颈问题及政策建议[J].中国能源,2021,43(1): 33–38.
- SUN Deqiang, GAO Wenkai, ZHENG Junwei, et al. Bottlenecks restricting the development of coalbed methane in China and policy recommendations[J]. Energy of China, 2021, 43(1): 33–38.
- [4] 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 Zihong, 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.
- [5] 张道勇,朱杰,赵先良,等.全国煤层气资源动态评价与可利用性分析[J].煤炭学报,2018,43(6): 1598–1604.
- ZHANG Daoyong, ZHU Jie, ZHAO Xianliang, et al. Dynamic assessment of coalbed methane resources and availability in China[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1598–1604.
- [6] 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 Sui'an, LIU Xingjia, 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.
- [7] 朱根根,谢志涛,王涛,等.大宁–吉县区块山西组煤储层微观孔隙结构特征[J].煤矿安全,2024,55(8): 9–21.
- ZHU Genggen, XIE Zhitao, WANG Tao, et al. Microscopic pore structure characteristics of Shanxi Formation coal reservoir in Daning–Jixian Block[J]. Safety in Coal Mines, 2024, 55(8): 9–21.
- [8] 杨秀春,宋柏荣,陈国辉,等.大宁–吉县区块深层煤岩多尺度孔缝结构特征[J].特种油气藏,2022,29(5): 94–100.
- YANG Xiuchun, SONG Bairong, CHEN Guohui, et al. Characteristics of multi-scale pore-fracture structure of deep coal rocks in the Daning–Jixian Block[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2022, 29(5): 94–100.
- [9] 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.
- [10] 徐凤银,侯伟,熊先锐,等.中国煤层气产业现状与发展战略[J].石油勘探与开发,2023,50(4): 669–682.
- XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 669–682.
- [11] 高向东,孙昊,王延斌,等.临兴地区深部煤储层地应力场及其

- 对压裂缝形态的控制[J]. 煤炭科学技术, 2022, 50(8): 140–150.
- GAO Xiangdong, SUN Hao, WANG Yanbin, et al. In-situ stress field of deep coal reservoir in Linxing area and its control on fracturing crack[J]. Coal Science and Technology, 2022, 50(8): 140–150.
- [12] 武瑾, 肖玉峰, 刘丹, 等. 海陆过渡相页岩气储层非均质性及其主控因素: 以鄂尔多斯盆地东缘大宁-吉县区块山西组为例[J]. 东北石油大学学报, 2022, 46(4): 12–23.
- WU Jin, XIAO Yufeng, LIU Dan, et al. Heterogeneity of shale gas reservoirs in marine-continental transitional facies and its controlling factors: An example of Shanxi Formation in Daning-Jixian Block on eastern margin of Ordos Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2022, 46(4): 12–23.
- [13] 王成旺,甄怀宾,陈高杰,等. 大宁-吉县区块深部8号煤储层特征及可压裂性评价[J]. 中国煤炭地质, 2022, 34(2): 1–5.
- WANG Chengwang, ZHEN Huaibin, CHEN Gaojie, et al. Assessment of coal No. 8 reservoir features and fracturability in Da ning-Jixian Block deep part[J]. Coal Geology of China, 2022, 34(2): 1–5.
- [14] 邢亚楠,张松航,唐书恒,等. 滇东老厂矿区煤层气储层地应力特征研究[J]. 煤炭科学技术, 2020, 48(6): 199–206.
- XING Yanan, ZHANG Songhang, TANG Shuheng, et al. Study on in-situ stress characteristics of coalbed methane reservoir in Laochang mining area, eastern Yunnan[J]. Coal Science and Technology, 2020, 48(6): 199–206.
- [15] 刘英君,朱海燕,唐煊赫,等. 基于地质工程一体化的煤层气储层四维地应力演化模型及规律[J]. 天然气工业, 2022, 42(2): 82–92.
- LIU Yingjun, ZHU Haiyan, TANG Xuanhe, et al. Four-dimensional in-situ stress model of CBM reservoirs based on geology-engineering integration[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(2): 82–92.
- [16] 刘乃震,张兆鹏,邹雨时,等. 致密砂岩水平井多段压裂裂缝扩展规律[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(6): 1059–1068.
- LIU Naizhen, ZHANG Zhaopeng, ZOU Yushi, et al. Propagation law of hydraulic fractures during multi-staged horizontal well fracturing in a tight reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 1059–1068.
- [17] 孙健,刘伟,惠徐宁,等. 煤层气储层地应力特征及其对压裂效果的影响[J]. 钻采工艺, 2017, 40(6): 45–48.
- SUN Jian, LIU Wei, HUI Xuning, et al. Characteristics of in-situ stress at coalbed methane reservoir and its effects on fracturing results[J]. Drilling and Production Technology, 2017, 40(6): 45–48.
- [18] 游敬熙,翁晓卫. 水力压裂力学(第二版)[M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
- HUO Zhixing. Research and application of deep coal seam pressure fracturing technology[J]. Chemical Engineering Management, 2017(16): 189.
- [19] 霍志星. 深层煤层气压裂技术的研究与应用[J]. 化工管理, 2017(16): 189.
- HOU Zhixing. Research and application of deep coal seam pressure fracturing technology[J]. Chemical Engineering Management, 2017(16): 189.
- [20] 张军涛,郭庆,汶锋刚. 深层煤层气压裂技术的研究与应用[J]. 延安大学学报(自然科学版), 2015, 34(1): 78–80.
- ZHANG Juntao, GUO Qing, WEN Fenggang. Research and application of deep coal bed methane fracturing technology[J]. Journal of Yan'an University (Natural Science Edition), 2015, 34(1): 78–80.
- [21] 闫霞,徐凤银,聂志宏,等. 深部微构造特征及其对煤层气高产“甜点区”的控制: 以鄂尔多斯盆地东缘大吉地区为例[J]. 煤炭学报, 2021, 46(8): 2426–2439.
- YAN Xia, XU Fengyin, NIE Zhihong, et al. Microstructure characteristics of Daji area in east Ordos Basin and its control over the high yield dessert of CBM[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8): 2426–2439.
- [22] 姚红生,陈贞龙,郭涛,等. 延川南深部煤层气地质工程一体化压裂增产实践[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 291–296.
- YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, GUO Tao, et al. Stimulation practice of geology-engineering integration fracturing for deep CBM in Yanchuannan Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 291–296.
- [23] 吴聿元,陈贞龙. 延川南深部煤层气勘探开发面临的挑战和对策[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(4): 1–11.
- WU Yuyuan, CHEN Zhenlong. Challenges and countermeasures for exploration and development of deep CBM of south Yanchuan[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 1–11.
- [24] 智慧文,胡永章. 元坝气田地应力测井计算研究[J]. 物探化探计算技术, 2015, 37(6): 743–748.
- ZHI Huiwen, HU Yongzhang. Study on well logging with crustal stress calculation in Yuanba gas field[J]. Computing Techniques for Geophysical and Geochemical Exploration, 2015, 37(6): 743–748.
- [25] 赵海峰,陈勉,金衍,等. 页岩气藏网状裂缝系统的岩石断裂力学[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(4): 465–470.
- ZHAO Haifeng, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Rock fracture kinetics of the fracture mesh system in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4): 465–470.
- [26] 白岳松,胡耀青,李杰. 压裂液黏度和注液速率对含层理页岩水力裂缝扩展行为的影响规律研究[J]. 煤矿安全, 2023, 54(12): 18–24.
- BAI Yuesong, HU Yaqing, LI Jie. Study on the influence law of fracturing fluid viscosity and liquid injection rate on propagation behavior of hydraulic fractures in laminated shale[J]. Safety in Coal Mines, 2023, 54(12): 18–24.
- [27] 常闯,李松,汤达祯,等. 基于测井参数的煤储层地应力计算方法研究: 以延川南区块为例[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(5): 23–32.
- CHANG Chuang, LI Song, TANG Dazhen, et al. In-situ stress calculation for coal reservoirs based on log parameters: A case study of the southern Yanchuan Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(5): 23–32.
- [28] 王理国,唐兆青,李玉魁,等. 煤层气井层内转向压裂技术研究与应用[J]. 煤田地质与勘探, 2018, 46(2): 8–14.
- WANG Liguo, TANG Zhaoqing, LI Yukui, et al. Research and application of deflection fracturing technology in coalbed methane well[J]. Coal Geology & Exploration, 2018, 46(2): 8–14.
- [29] 程相征. 塔河油田酸压暂堵转向研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.

- CHENG Xiangzheng. A research on temporary plugging–diversion of acid fracturing in Tahe oilfield[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2017.
- [30] 苏现波, 范渐, 王然, 等. 煤储层水力压裂裂缝内支撑剂运移控制因素实验研究[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(6): 62–73.
- SU Xianbo, FAN Jian, WANG Ran, et al. An experimental study on factors controlling the proppant transport in hydraulic fractures of coal reservoirs[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(6): 62–73.
- [31] 毛金成, 卢伟, 张照阳, 等. 暂堵重复压裂转向技术研究进展[J]. 应用化工, 2018, 47(10): 2202–2206.
- MAO Jincheng, LU Wei, ZHANG Zhaoyang, et al. Research and development of demporary plugging diverting technology for reservoir re-stimulation[J]. Applied Chemical Industry, 2018, 47(10): 2202–2206.
- [32] MENG Yanjun, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Geological controls and coalbed methane production potential evaluation: A case study in Liulin area, eastern Ordos Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014, 21: 95–111.
- [33] YAO Yanbin, LIU Dameng, YAN Taotao. Geological and hydrogeological controls on the accumulation of coalbed methane in the Weibei field, southeastern Ordos Basin[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2014, 121: 148–159.
- [34] ARBATAN T, FANG Xiya, SHEN Wei. Superhydrophobic and oleophilic calcium carbonate powder as a selective oil sorbent with potential use in oil spill clean-ups[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2011, 166(2): 787–791.

(责任编辑 范章群)