

大宁 - 吉县区块深层煤层气井酸压工艺及现场试验

刘长松 赵海峰 陈帅 甄怀宾 王成旺

引用本文:

刘长松, 赵海峰, 陈帅, 等. 大宁吉县区块深层煤层气井酸压工艺及现场试验[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 154–162.
LIU Changsong, ZHAO Haifeng, CHEN Shuai, et al. Acid fracturing technology of deep CBM wells and its field test in Daning-Jixian Block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(9): 154–162.

在线阅读 View online: <https://dx.doi.org/10.12363/issn.1001-1986.21.11.0699>

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>

高阶煤煤层气直井低产原因分析及增产措施

Reasons of low yield and stimulation measures for vertical CBM wells in high-rank coal
煤田地质与勘探. 2019, 47(5): 104–110 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2019.05.014>

前置酸压裂提高煤层气单井产量机理与适用性研究

Mechanism and applicability of increasing coalbed methane well production by pre-positioned acid fracturing
煤田地质与勘探. 2021, 49(4): 153–161 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.04.018>

沁水盆地柿庄区块煤层气井压裂增产效果关键影响因素分析与实践

Analysis and application of key influencing factors of CBM well fracturing effects in Shizhuang area, Qinshui basin
煤田地质与勘探. 2019, 47(4): 76–81 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2019.04.012>

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>

延川南区块深层煤层气井产能主控因素

Research on key factors of CBM well productivity in deep strata inblock of south Yanchuan
煤田地质与勘探. 2017, 45(5): 48–53 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2017.05.009>



刘长松, 赵海峰, 陈帅, 等. 大宁-吉县区块深层煤层气井酸压工艺及现场试验[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 154–162.
doi: 10.12363/issn.1001-1986.21.11.0699

LIU Changsong, ZHAO Haifeng, CHEN Shuai, et al. Acid fracturing technology of deep CBM wells and its field test in Daning-Jixian Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 154–162. doi: 10.12363/issn.1001-1986.21.11.0699

移动阅读

大宁-吉县区块深层煤层气井酸压工艺及现场试验

刘长松¹, 赵海峰¹, 陈 帅^{2,3}, 甄怀宾^{2,3}, 王成旺^{2,3}

(1. 中国石油大学(北京) 石油工程学院, 北京 102249; 2. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028;
3. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095)

摘要: 我国深层煤层气资源储量丰富, 但煤储层改造工艺技术与深层地质条件匹配耦合性问题亟需解决。为探究深层地质条件下煤储层改造技术, 以大宁-吉县区块为地质背景, 从该区块深层 8 号煤层岩石力学参数角度对体积压裂可行性进行评价, 并采用室内三轴酸压物模实验进行验证。基于室内实验的基础上, 针对此区块 8 号煤层特征, 提出采用“高排量、低酸量、适中砂比”体积酸压工艺技术, 并配合“交替注酸、分段加砂、变排量注入”复合工艺。基于此工艺原理开展复合盐酸、氨基磺酸体积压裂现场试验。结果表明: 现场 11 口产气井日产气量累计达 20 469 m³, 其中 10 口生产直井最高产气量可达 5 791 m³/d; 1 口生产水平井投产后日产气最高 1.1 万 m³, 同时体积酸压工程因素(排量、加液强度)与裂缝监测破裂面积存在较好相关性。提出应进一步提升压裂液排量且应优选在 11~15 m³/min; 应减小整体用酸量, 同时进一步优选酸液浓度; 优选低密度支撑剂并优化加砂工艺以提升加砂规模; 清洁压裂液加液强度优选在 150~250 m³/m; 同时应提升配套设备质量, 例如提升套管钢级, 优化压裂设备等。研究从体积酸化压裂工程角度为该区块及类似地质条件下深层煤层气的勘探开发提供了技术借鉴。

关 键 词: 体积酸化压裂; 深层煤层气; 压裂液体系; 增产措施; 大宁-吉县区块

中图分类号: P168.18 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-1986(2022)09-0154-09

Acid fracturing technology of deep CBM wells and its field test in Daning-Jixian Block

LIU Changsong¹, ZHAO Haifeng¹, CHEN Shuai^{2,3}, ZHEN Huaibin^{2,3}, WANG Chengwang^{2,3}

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2. PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China;

3. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co. Ltd., Beijing 100095, China)

Abstract: There are abundant deep coalbed methane resources in China, but the coupling problem of coal reservoir reconstruction technology and deep geological quality conditions needs to be solved urgently. With Daning-Jixian Block as the geological background, the feasibility of volumetric fracturing is evaluated from the perspective of rock mechanical parameters of the No.8 coal seam in a deep layer of the block, and verified by the indoor triaxial acid fracturing model experiment, in order to explore the coal reservoir reconstruction technology under deep geological conditions. Based on the above basic research, the volume acid fracturing technology characterized by high displacement, low acid dosage, and the moderate sand ratio is proposed for the No.8 coal seam in this block with the composite technology featured by alternating acid injection, subsection sand addition, and variable rate injection. Field tests of complex hydrochloric acid and sulfamic acid volume fracturing are carried out based on this process principle. The results show that the accumulative daily production of 11 gas-producing wells reaches 20 469 m³, among which the maximum gas production of 10 vertical production wells reaches 5 791 m³/d. One horizontal production well has a maximum daily gas production of 11 000 m³. At the same time, there is a good correlation between the volume acid fracturing engineering factors (dis-

收稿日期: 2021-11-29; 修回日期: 2022-03-13

基金项目: 国家自然科学基金项目(1167233)

第一作者: 刘长松, 1997 年生, 男, 河南西华人, 硕士, 研究方向为煤层气储层改造. E-mail: 15839120695@163.com

通信作者: 赵海峰, 1980 年生, 男, 安徽舒城人, 博士, 教授, 从事石油工程岩石力学研究工作. E-mail: zhaohf@cup.edu.cn

placement, fluid intensity) and the monitored fracture area. It is suggested that the fracturing fluid flow rate should be further increased, and the optimal fracturing fluid flow rate $11\text{--}15 \text{ m}^3/\text{min}$. The overall acid content should be reduced and the acid concentration should be further optimized. The low-density proppant is selected and the sand adding process is optimized to increase the sand adding scale. Clean fracturing fluids should preferably be added at a strength of $150\text{--}250 \text{ m}^3/\text{m}$. At the same time, the quality of supporting equipment should be improved, such as upgrading casing steel grades and optimizing fracturing equipment. This study provides a technical reference for the exploration and development of deep coalbed methane in this block or under similar geological conditions from the perspective of volume acidizing fracturing engineering.

Keywords: volumetric acidification fracturing; deep coalbed methane; fracturing fluid system; well stimulation; Daning-Jixian Block

我国陆地深层煤层气资源储量丰富,据最新一轮煤层气资源评价结果,埋深在2 000 m以浅煤层气地质资源量为 $29.82\times10^{12} \text{ m}^3$,埋深在1 000~2 000 m的深层煤层气资源量达到 $22.45\times10^{12} \text{ m}^3$,约占总资源量的75%^[1-2]。目前,浅层煤层气勘探开发研究较为系统,技术较为成熟、成果也较为显著,已建成以沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘为代表的6个主要煤层气产业基地^[2]。随着浅层勘探开发研究的不断深入,浅层煤层气资源量逐渐进入衰减阶段,深层煤层气资源逐渐成为研究热点。目前,美国、加拿大部分地区深层煤层气开发已实现商业化水平,国内由于复杂地质特征、技术水平有限及经济条件限制等原因,至今尚未实现深层煤层气规模化开发。不同学者针对我国深层煤层气勘探开发做了诸多研究工作,其主要包含:深层煤层气成藏效应及资源评价、煤储层物性、地质特征、吸附解吸特征及含气性、产能预测、排采特征及产能控制因素等^[3-12]。关于深层煤层气储层改造技术,张军涛等^[13]提出采用大排量、低砂比、脉冲加砂和复合支撑的压裂设计思路。曲凤娇等^[14]针对浅层、中浅层、深层、超深层煤层气井特点,提出差异化压裂工艺优化设计思路。薛海飞等^[15]对影响裂缝延伸的因素进行分析,提出深层煤层气水力波及压裂工艺。朱卫平等^[16]针对深层煤层气试采出现的技术问题,提出开展地质-工程一体化研究。李鑫等^[17]针对延川南深层煤层气田低效原因提出一系列增产措施,例如可控强脉冲解堵、体积压裂实现裂缝转向等。贾慧敏等^[18]通过分析沁水盆地郑庄区块北部煤层气低产原因,提出L形水平井实现郑庄北部深层煤层气的高效开发。但目前深层煤储层改造及其地质条件耦合性问题仍然亟待解决,浅层煤储层改造技术与深层煤层地质条件匹配性较差,深层地质条件下的煤层气储层改造技术亟需进一步优化研究。基于以上问题,笔者以鄂尔多斯高地形貌大宁-吉县区块8号煤层地质特征为研究基础,在地质认识的基础上对深层8号煤层体积压裂可行性

进行评价,并采用室内三轴酸压物理模拟实验进行验证。针对此区块8号煤层特征提出采用“高排量、低酸量、适中砂比”体积酸压工艺技术,配合“交替注酸、分段加砂、变排量注入”复合工艺,并分析部分深层煤层气试验井产能控制因素,以期从压裂工程参数及排采控制角度为国内外深层煤层气的勘探开发提供技术借鉴。

1 区块地质概况

大宁-吉县区块位于鄂尔多斯盆地东缘晋西挠褶带南端与伊陕斜坡东南缘,地层平缓,倾角小于8°,断层不发育,局部地区小背斜发育。该区块试采区主力煤层为二叠系山西组5号煤层、太原组8号煤层,开发动用地质储量约 $34.72\times10^8 \text{ m}^3$ 。深层8号煤层分布稳定,埋深1 100 m~2 450 m。该煤层主体厚度8~10 m,平均7.8 m,总体呈NW—SE向展布。经采用多种方法厘定深层煤储层含气量,证实8号煤层具有“高含气、高饱和度、局部赋存少量游离气”的特征,实测平均含气量 $23.88 \text{ m}^3/\text{t}$ 。煤储层顶板发育2~3套灰岩(图1),煤层顶板灰岩厚度在4~8 m,底板发育泥岩,厚度4~14 m。区域上地应力方向整体为北偏东30°~45°,局部微构造发育区,地应力方向有反转。煤层与顶板地应力差主要为5~18 MPa,煤层与底板应力差主要为2~15 MPa,研究区最小主应力为36 MPa。

此外,8号煤层煤体结构以原生结构煤为主,属于特低渗透率储层,煤质较硬,应力敏感性弱,抗压性好。煤层裂隙发育(图2),且多被方解石、白云石、石英和赤铁矿、黄铁矿填充,割理形态多种多样,面割理6~10条/5 cm,端割理7~15条/5 cm;主要为张性裂隙、剪性裂隙和原生裂隙;孔隙中组织孔、胞腔孔、气孔、晶间孔和溶蚀孔发育。

2 体积压裂可行性评价

2.1 岩石力学参数分析

岩石力学特征是评价煤储层可压性的关键,直接

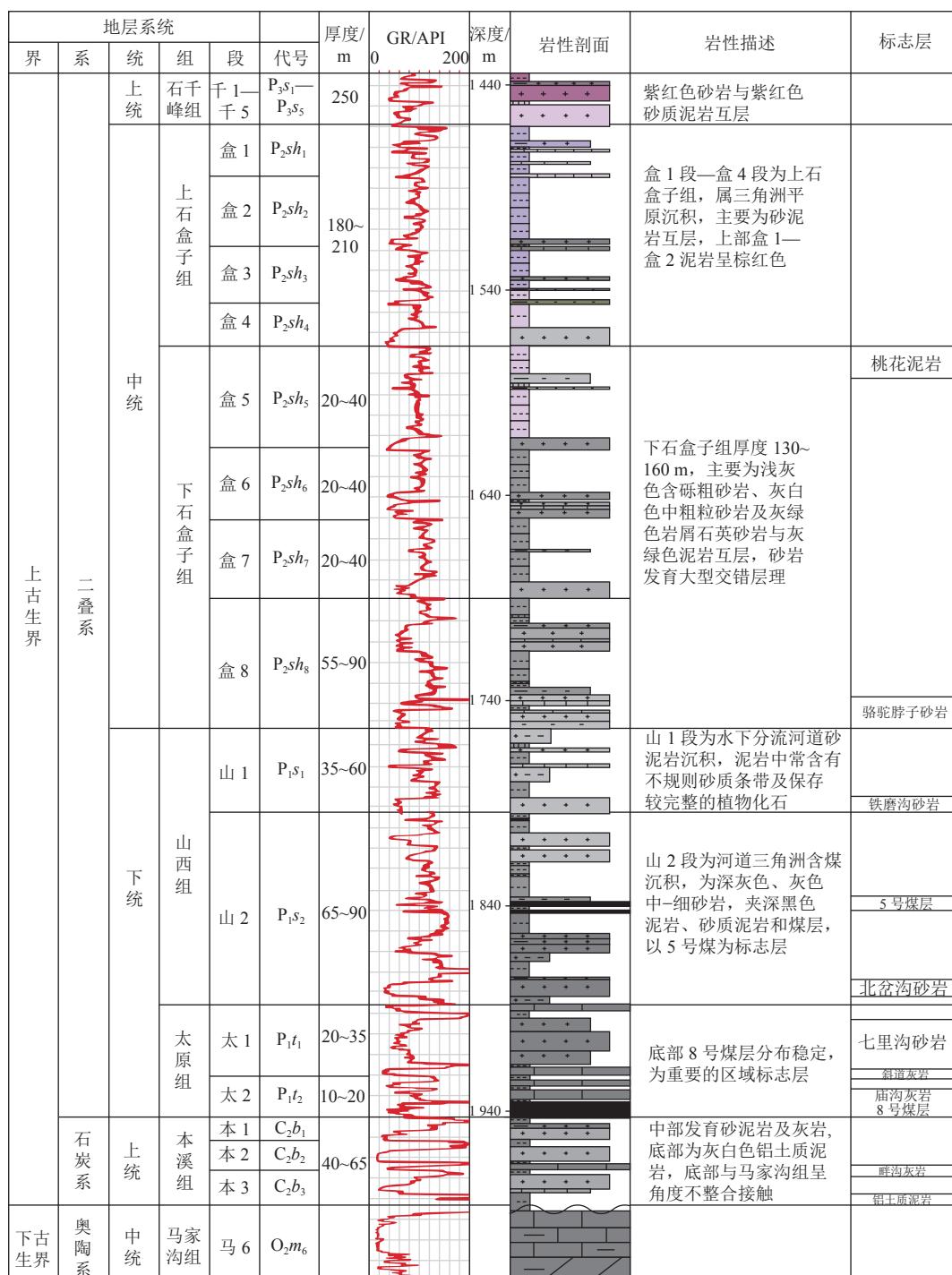


图 1 鄂尔多斯盆地东缘大宁-吉县区块地层综合柱状图

Fig.1 Comprehensive histogram of Daning-Jixian Block in the eastern Ordos Basin

影响体积压裂过程中储层造缝及裂缝延伸能力。裂隙发育情况、抗压强度、断裂韧性、围岩与煤层的弹性模量差异及地应力差等参数是表征储层可压性的重要指标。大宁-吉县区块 8 号煤层及其顶底板岩石力学参数测试结果见表 1。

由表 1 可知, 研究区 8 号煤层间断裂韧性为 $3.017\sim3.885 \text{ MPa}\cdot\text{m}^{1/2}$, 煤层弹性模量小、与围岩差异值大, 这有利于水力裂缝的起裂、延伸及缝高的控制。

若采用酸化技术溶蚀煤层割理中的碳酸盐岩矿物成分, 可进一步降低煤层整体抗压强度, 储层改造时有利于次生裂缝的产生及复杂缝网的形成。此外, 地层地应力是体积压裂裂缝的形态与延伸的主控因素之一。当人工裂缝在深层 8 号煤层中起裂并延伸至顶底板时, 若部分地区顶底板应力差较大, 则裂缝高度易受到控制, 产生 T 形缝、工形缝或更为复杂的裂缝网络。综合分析割理发育情况、抗压强度、断裂韧性、弹性模

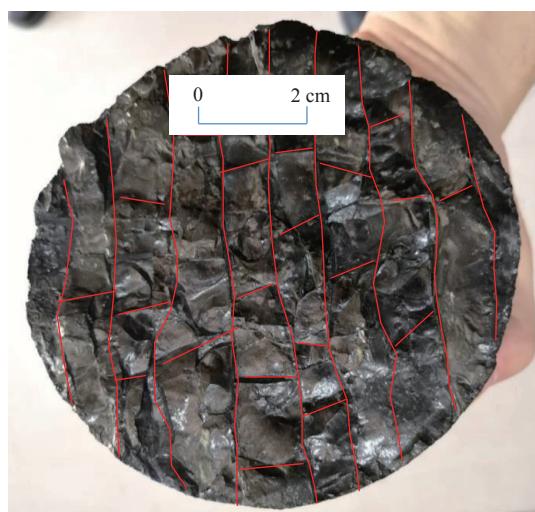


图 2 8号煤样割理发育形态

Fig.2 Description of rock sample cleat of No.8 coal seam

量及地应力差等参数,可知大宁-吉县区块深层8号煤层具备大规模体积压裂条件。

2.2 酸压物理模拟实验验证

1) 试样制备及方案设计

表 1 8号煤及顶底板岩石力学参数测试结果
Table 1 Test results of rock mechanical parameters of No.8 coal seam and its roof and floor

岩石类型	抗压强度/MPa	弹性模量/GPa	断裂韧性/(MPa·m ^{1/2})
顶板灰岩	143.7~175.0	17.4~32.2	
煤层	8.0~24.5	3.25~4.7	3.017~3.885
底板泥岩	24.9~46.2	6.2~9.5	

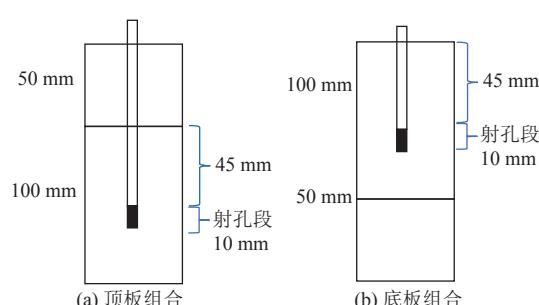


图 3 全直径岩心组合方法

Fig.3 Full diameter core assembly method

试样采用大宁-吉县区块深层8号煤层试验井取心加工而成,将样品按照“顶板+煤层”和“煤层+底板”的方式形成组合试样(图3)。

射孔位于煤层中部,射孔完成后,使用高强度AB胶填充井孔,随后插入井筒。插入前需采用特殊工艺暂时封堵射孔,避免胶渗入射孔堵住井筒,待胶完全固化,即完成试样制备。压裂液配方为10%质量分数氨基磺酸+清洁压裂液(质量分数为:0.2%阻凝剂+0.2%交联剂+1%氯化钾)。实验围压20 MPa,轴压50 MPa,实验排量根据相似准则计算为20 mL/min。

2) 实验结果与分析

由图4可知,由于8号煤层顶底板岩石力学参数差异,水力压裂裂缝无法穿透顶板灰岩及底板泥岩,且在煤层中形成复杂分支裂缝。顶板组合形成了以细小裂缝构成的复杂缝;底板组合形成了以粗大垂直裂缝为主的复杂裂缝形态。组合试样酸压实验从裂缝扩展复杂度角度进一步验证8号煤层体积压裂可行性。

表 1 8号煤及顶底板岩石力学参数测试结果

Table 1 Test results of rock mechanical parameters of No.8 coal seam and its roof and floor

此外,采用酸压工艺可较好溶蚀煤体裂隙中的矿物质,使煤体割理中的连通性大大改善,通过扫描电镜、宏观分析等技术手段,分析其酸化前后煤岩样微观裂隙结构改善效果。

扫描电镜结果(图5)表明:酸压后的岩样表面及裂隙内矿物质色泽基本消失,其裂隙结构明显改善。酸液对煤层内部的碳酸盐等晶体有较大腐蚀作用,反应基本原理如下:

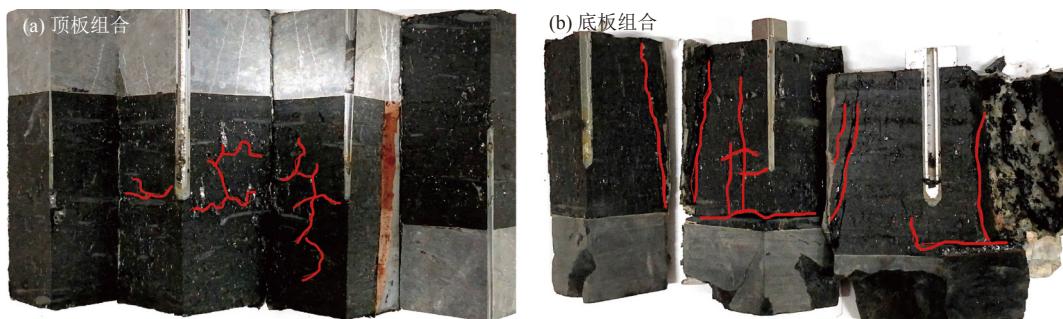


图 4 顶底板组合试样压裂后裂缝形态

Fig.4 Morphology diagram of cracks after fracturing of roof and floor composite samples

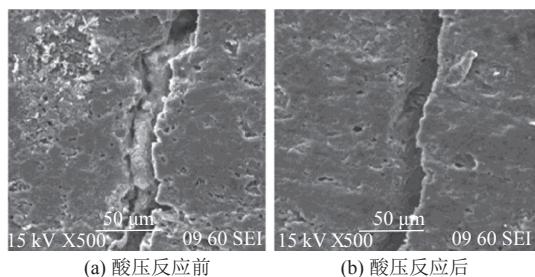
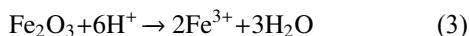
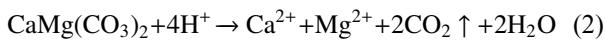


图 5 8 号煤样酸压反应前后扫描电镜图像

Fig.5 Scanning electron microscope of No.8 coal sample before and after acid pressing reaction

由上述反应方程式知: 反应产物均易溶于水, 在地层条件下溶解 CO_2 可降低反应残液的黏度, 同时增加返排能量起到助排作用。

3 体积酸化压裂工艺技术

体积酸化压裂技术是将前置液体系以高于地层破裂压力下注入到地层中, 利用高排量及低伤害前置液体系对煤储层进行体积压裂改造, 形成一条或多条主裂缝并与天然裂隙发生复杂交错, 增大裂缝复杂程度从而形成复杂三维立体的裂缝网络^[19]。此外, 利用酸液对煤储层胶结充填的矿物质、裂隙内的堵塞物质进行溶蚀。若酸液浓度及酸岩反应速度适当, 使煤储层渗透率整体提升且顶板不均匀刻蚀形成溶蚀通道, 有利于主裂缝的延伸及次生裂缝的产生, 进一步形成复杂缝网。后期将耐酸的清洁压裂液体携砂泵入, 泵入后形成“多级支撑裂缝+酸溶裂缝”的高效压裂渗流系统, 从而实现煤储层改造目的。

3.1 交替注酸、变排量注入工艺

压裂施工前期以低排量注入酸液, 对裂隙中以方解石、白云石为主的矿物质进行溶蚀, 增大流动通道、孔隙连通性和溶蚀面积, 从而降低该煤储层破裂压力。将前置液体系以高排量泵入煤层(滑溜水压裂液施工排量在 9~15 m^3/min , 活性水压裂液施工排量 7.5~12 m^3/min), 活性水与酸液交替注入以增大裂缝在煤层中的延伸长度; 提高煤储层裂缝内压力使其形成复合裂缝。采用“交替注酸、变排量注入”工艺, 一方面可提高酸液作用裂缝波及范围及酸液的均匀分布程度, 以达到煤层较好溶蚀效果; 另一方面通过施工过程中排量变化可产生压力脉冲, 对煤岩中天然裂隙弱面有一定激活作用。

此外, 酸液溶蚀前置液阶段会产生泥质杂质及堵塞物质。反应产物在水中的溶解和析出受 pH 值及地

层水矿化度影响小, 故能随液体返排出地层。酸液同时可对产生的煤粉颗粒进行溶蚀, 降低煤粉的粒径。在返排过程中携带煤粉排出地面, 可有效降低煤粉在生产过程中对裂隙的堵塞风险。从而达到形成酸蚀裂缝、改善煤储层渗流条件、提高煤层气井产能效果。

3.2 分段加砂工艺

根据储层闭合压力大小, 结合现场支撑剂进入储层后的施工压力情况, 携砂液第一阶段宜采用高排量、较高黏度压裂液携带高浓度 40~70 目(0.21~0.40 mm)支撑剂进入储层, 利用低粒径支撑剂促进煤层裂缝扩展。

第二阶段采用 30~50 目(0.3~0.6 mm)低密度陶粒填充主裂缝且支撑煤层气井壁缝口, 适当增加铺砂浓度、层数以形成高导流能力裂缝网络。采用段塞式加砂工艺即“加砂—顶替—加砂”重复工艺流程直至完成设计加砂量。不同阶段注入不同粒径支撑剂以达到复合支撑的目的。复合粒径支撑剂泵入过程中, 施工压力及缝内净压力均会提高。由于缝内压力提升引起煤层中天然裂隙张开, 促使形成新裂缝或实现裂缝转向, 可有效提高储层改造效果。此外, 压裂后期可尾追部分酸液, 从而解除缝端堵塞, 使裂缝远端和煤层割理系统有效连通, 清洁裂缝网络, 溶蚀压裂过程中产生的煤粉、煤泥等杂质。

4 现场试验

4.1 工艺试验

酸压工艺现场应用 11 口生产井(表 2), J9 井为水平井, 其他井为生产直井。J1—J5 煤层气井采用复合盐酸体积酸压工艺, 主要配方为: 活性水压裂液(1%~2% KCl 溶液, 成本低, 对储层伤害低)、酸液(7%~15% 盐酸+缓速剂+0.3% 缓蚀剂(低伤害)+0.5% 铁稳剂)、滑溜液(0.3%~0.5% 主凝剂+0.2% 交联剂+0.15% 破胶剂, 低分子量, 黏度在 15~30 $\text{mPa}\cdot\text{s}$)。

为了优化酸用量规模, 进一步降低经济成本, 通过模拟储层条件初步优选出 10% 氨基磺酸, 与储层及压裂液配伍性较好, 同等条件下较盐酸反应速度降低 4 倍以上, 低酸液反应速度, 可有效实现深度酸化。在室内实验分析基础上和储层裂缝改造需求上, J6—J11 煤层气井采用复合氨基磺酸体积酸压工艺。

4.2 排采控制参数

建立深层煤层气排采模式: 以“保持和改善渗透率”为目标, 控制井底流压降幅及产气增幅, 产气后不憋压, 提高解吸体积。与浅层相比, 深层煤层气排采效果受压敏影响较小, 因此需考虑井底流压降速, 但控制

表 2 深层煤层气试验井压裂施工参数
Table 2 Fracturing operation parameters of deep CBM test wells

工艺系列	工艺类型	井号	射孔井段/m	总酸量/t	总液量/m ³	总砂量/m ³	施工排量/(m ³ ·min ⁻¹)
复合盐酸压裂液	活性水+盐酸, 清洁液携砂	J1	2 501.0~2 505.0, 2 509.5~2 510.5	138.6	1 135.0	38.2	9.8
		J2	2 446.0~2 450.0, 2 454.0~2 455.0	127.1	1 011.5	12.7	7.5
		J3	2 372.0~2 377.0	133.9	1 290.0	31.0	10.5
		J4	2 272.5~2 277.0	138.6	1 258.0	23.0	10.0
		J5	1 984.5~1 989.5	150.1	1 710.0	26.7	10.5
复合氨基磺酸 压裂液体系	活性水+氨基磺酸+ 清洁压裂液	J6	2 733.5~2 737.0	44.9	1 346.0	10.8	7.5
		J7	2 558.0~2 560.0; 2 551.0~2 553.0	65.9	1 510.0	1.5	9.0
		J8	2 231.0~2 236.0	58.9	1 879.0	53.0	12.0
	滑溜水+氨基磺酸+ 清洁压裂液	J9	2 516.0~3 189.0(共9段)	567.0	16 931.8	461.4	11.0
		J10	2 379.0~2 386.5	35.0	1 748.0	55.0	15.0
		J11	2 331.0~2 335.0; 2 345.0~2 346.5	25.0	1 905.0	40.0	11.5

指标可高于浅层; 速敏影响主要体现在排采速度过快, 易导致煤粉及酸化后的残余物质堵塞微裂缝, 影响渗

透性, 因此产气增速需要控制, 并根据套压变化及时调整产量。各排采阶段控制要点见表 3。

表 3 各排采阶段控制参数
Table 3 Control parameters of each drainage and production stage

排采阶段	控制要点
见套压前	控制初期产水速率, 动液面下降幅度在5~10 m/d; 调整井底流压下降幅度, 扩大降压面积
初始产气	初期提产速率日产气不高于200 m ³ , 日产气量达到1 000~1 500 m ³ 保持平稳
产气上升	控制产气速度, 实现阶梯状提产模式
稳定产气	保持一定套压, 维持渗透率, 实现产气量长期稳产, 产气量波动控制在100 m ³ /d
产气衰减	逐渐降低井口套压和井底流压, 最终趋于废弃值

此外, 配合防砂防煤粉工艺实现长期高产、稳产。在产水量充足的情况下, 通过优化管柱结构和排采制度即可达到防煤粉的目的; 当产水量不足时, 此时煤粉不能被带出, 除了优化管柱结构和排采制度的方法外, 还需采用柱塞泵补水洗井工艺, 及时彻底清洗井筒煤粉以降低其对排采的影响。

4.3 生产效果分析

1) 直井体积酸压工艺效果

由图 6 可知, 11 口井日产气量累计可达 20 469 m³, 累产气量 566 万 m³, 10 口生产直井最高日产气量可达 5 791 m³。深层煤层气直井体积酸化压裂开采效果显著, 日产气量仍不断提升。基于微地震裂缝监测的现

场施工表明, 主要发育的裂缝有: 主垂直缝、次垂直缝、毛细缝, 裂缝弯曲程度大且缝网复杂, 压裂裂缝以垂直裂缝为主(图 7)。

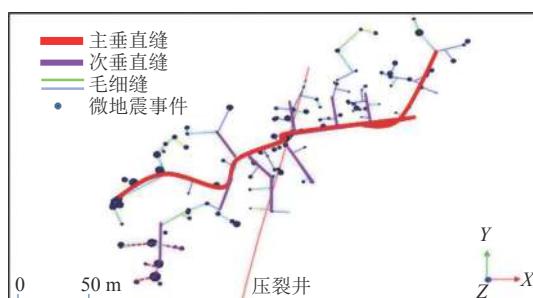


图 7 微地震监测复杂裂缝形态

Fig.7 Schematic diagram of micro-seismic monitoring of complex fractures

2) 水平井体积酸压工艺效果

深层煤层气水平井 J9 井采用“高排量、低酸量、适中砂比”的体积酸压工艺技术, 配合“低伤害、耐酸、返排液重复利用的清洁压裂液”并进行分段分簇射孔与压裂联作。由表 4 可知, 多种方法分析结果显示, J9 井裂缝长度在 393~444 m, 缝宽在 90~142 m, 裂缝面积较大。

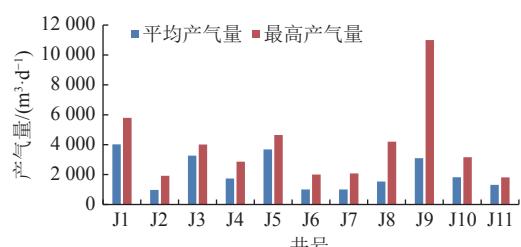


图 6 11 口深层煤层气井产气量分布

Fig.6 Gas production diagram of 11 deep CBM wells

表 4 煤层气水平井 J9 井裂缝参数
Table 4 Fracture parameters of J9 well

方法	缝长/m	缝高/m	缝宽/m	支撑裂缝长度/m
微地震监测	393	25.0~30.0	142	—
压裂施工数据拟合	444	25.7	90	334
压降数据分析	398	—	—	—

由图 8 可知, 深层煤层气井 J9 于 2020 年 7 月 3 日投产, 投产后表现出见气快、产量高的特点, 日产

气量最高 1.1 万 m^3 , 保持相对稳定且展现出较强的稳产、上产潜力。

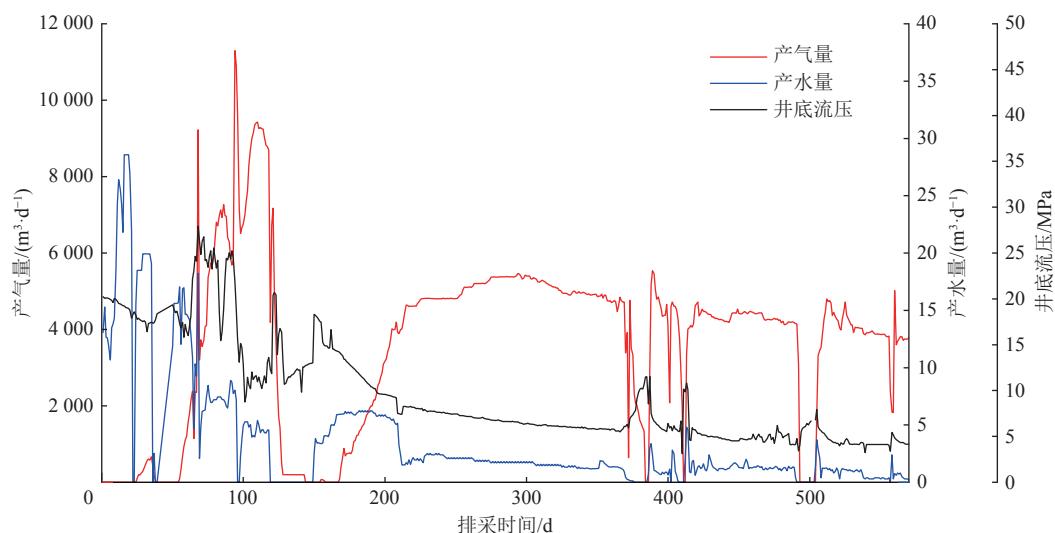


图 8 煤层气水平井 J9 井排采曲线
Fig.8 Drainage curves of well J9

4.4 施工参数分析

1) 施工排量

由图 9a 可知, 当压裂液施工排量低于 $11 \text{ m}^3/\text{min}$, 排量与监测破裂面积有较好的正相关性。可能是因为顶底板岩石抗压强度远高于煤, 有利于煤破碎及遮挡, 对裂缝高度控制较好, 有利于煤储层酸压改造。当压裂液排量为 $15 \text{ m}^3/\text{min}$ 时, 由于压裂液排量过高可能导致裂缝高度失控(加砂量充足), 导致裂缝监测面积有所下降。此外, 由图 9b 可知, 压裂液排量与加砂量正相关。施工排量越大, 支撑剂向裂缝深层推进的速度就越快, 铺砂距离越长, 沉降速度越慢, 砂堤形成的高度就越低, 不易形成砂堵。因此, 综合考虑裂缝面积、井筒条件、加砂能力和缝高控制要求, 施工排量建议选择在 $11\sim15 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

2) 加砂量

由图 9c 可知, 加砂规模越大, 深层煤层气井的产气效果越好。因此建议根据储层闭合压力大小及裂缝网络对导流能力要求, 进一步优选低密度支撑剂并优化加砂工艺, 实现支撑剂的有效铺置。此外, 部分生产井施工过程中压力在 50 MPa 以上, 初期施工压力较高, 限制排量提升, 影响改造强度和加砂量, 降低增产

效果。通过以下两种方式解决: 前置液体系建议加入较高浓度酸(减少整体用酸量), 降低施工压力; 改变套管等级, 提高限压上限。

3) 加液强度

由图 9d 与图 9e 可知, 清洁液用量与裂缝监测破裂面积有较好相关性; 监测破裂面积与日均产气量相关性较好。因此, 为保证单井产量并考虑经济条件, 建议清洁液加液强度在 $150\sim250 \text{ m}^3/\text{m}$ 较为合理。

4) 酸液用量

由图 9f 可知, 增大酸用量, 裂缝监测破裂面积并未有较大提升。但若采用酸量过高对压裂设备、套管、井口挑战较大, 施工连续性和安全性无法有效保障。因此, 前置液体系建议减少整体用酸量、并优化压裂设备。此外, 压裂前期建议模拟储层条件下进一步优选酸液浓度, 达到较好酸岩反应速度。若酸岩反应速度过快, 易导致近井地带溶蚀过度, 产生大量煤粉。若未及时清理的煤粉在加砂过程中与支撑剂混合, 近井地带易出现砂堵现象。

5 结论

a. 大宁-吉县区块深层 8 号煤层多以原生结构煤

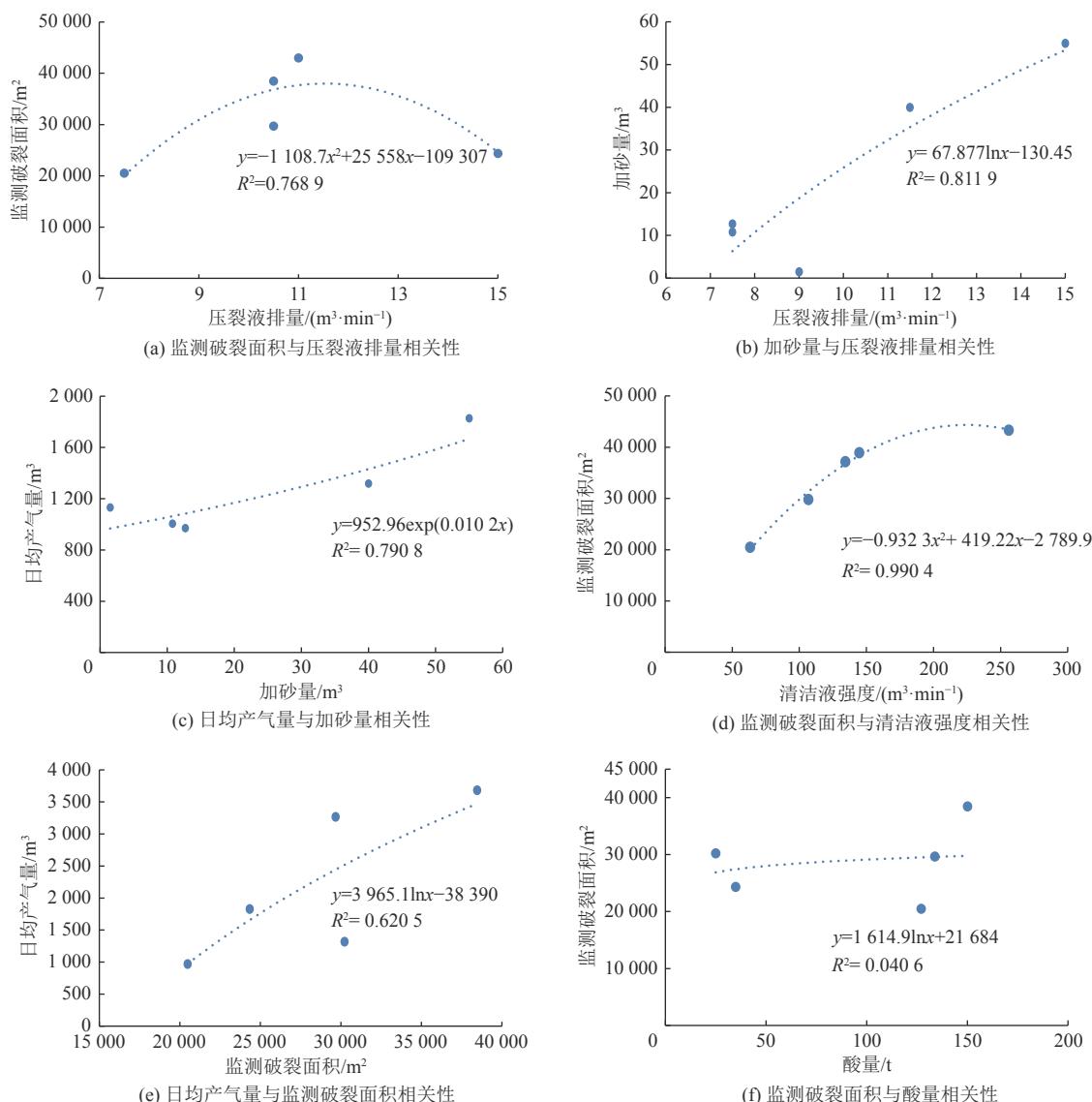


图9 酸压工艺施工参数相关性

Fig.9 Correlation diagram of construction parameters of acidizing fracturing process

为主,割理发育且以方解石、白云石、赤铁矿、黄铁矿等为主的矿物质填充物较多,综合考虑裂隙发育情况、抗压强度、断裂韧性、煤层与围岩弹性模量及地应力差等参数,认为8号煤层具备大规模体积酸压基础条件,并得到实验的验证。

b.“高排量、低酸量、适中砂比”的工艺技术,配合采用交替注酸、分段加砂、变排量注入工艺,可形成“多级复合支撑裂缝+酸溶裂缝”的高效压裂渗流系统。裂缝扩展及煤层气井产能均呈现较高水平。

c.从排采控制参数角度分析,应严格控制井底流压,初期控制产水速率,动液面下降幅度在5~10 m/d,以提高降压范围。产气上升阶段,最大增产速率日产气不超过200 m³,以实现阶梯式缓慢增产。同时配合防砂防煤粉工艺实现长期高产、稳产。

d.从体积酸压工程参数角度分析,压裂液排量应

优选在11~15 m³/min;应减小整体用酸量,同时进一步优化酸液浓度;优选低密度支撑剂并优化加砂工艺,以提升加砂规模;清洁压裂液加液强度在150~250 m³/m较为合理。同时提升配套设备质量,如提升套管钢级,优化压裂设备等。

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] 郭广山,柳迎红,吕玉民.中国深部煤层气勘探开发前景初探[J].洁净煤技术,2015,21(1): 125~128.
GUO Guangshan, LIU Yinghong, LYU Yumin. Preliminary exploration and development prospects on deep coalbed methane in China[J]. Clean Coal Technology, 2015, 21(1): 125~128.

- [3] 顾娇杨, 张兵, 郭明强. 临兴区块深部煤层气富集规律与勘探开发前景[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 72–79.
GU Jiaoyang, ZHANG Bing, GUO Mingqiang. Deep coalbed methane enrichment rules and its exploration and development prospect in Linxing block[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 72–79.
- [4] 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.
- [5] 李可心. 临兴西深部煤层气储层特征及气水产机理[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2020.
LI Kexin. Characteristic of deep coalbed methane reservoirs and mechanism of gas–water production in western of Linxing area[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2020.
- [6] 贾小宝. 大宁–吉县地区深部煤储层物性特征研究[D]. 太原: 太原理工大学, 2018.
JIA Xiaobao. The physical characteristics of deep coal reservoir in Daning–Jixian area[D]. Taiyuan: Taiyuan University of Technology, 2018.
- [7] 董晨明. 深部煤层气基本地质问题探讨[J]. 石化技术, 2019, 26(2): 327.
DONG Chenming. Discussion on the basic geological problems of deep coalbed methane[J]. Petrochemical Industry Technology, 2019, 26(2): 327.
- [8] 陈刚, 李五忠. 鄂尔多斯盆地深部煤层气吸附能力的影响因素及规律[J]. 天然气工业, 2011, 31(10): 47–49.
CHEN Gang, LI Wuzhong. Influencing factors and patterns of CBM adsorption capacity in the deep Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(10): 47–49.
- [9] 高丽军, 谢英刚, 潘新志, 等. 临兴深部煤层气含气性及开发地质模式分析[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1634–1640.
GAO Lijun, XIE Yinggang, PAN Xinzhi, et al. Gas analysis of deep coalbed methane and its geological model for development in Linxing block[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1634–1640.
- [10] 朱双喜. 临兴区块深部煤层气产能预测及储层渗透率动态变化规律研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2020.
ZHU Shuangxi. Study on prediction of deep coalbed methane production capacity and dynamic change law of reservoir permeability in Linxing block[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2020.
- [11] 聂志宏, 巢海燕, 刘莹, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气生产特征及开发对策: 以大宁–吉县区块为例[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1738–1746.
NIE Zhihong, CHAO Haiyan, LIU Ying, et al. Development strategy and production characteristics of deep coalbed methane in the east Ordos Basin: Taking Daning–Jixian block for example[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1738–1746.
- [12] 余莉珠, 师伟, 姚晓莉, 等. 临汾区块深层煤层气水平井定量化排采控制技术[J]. 煤炭学报, 2018, 43(增刊2): 499–504.
YU Lizhu, SHI Wei, YAO Xiaoli, et al. Quantitative control technology for deep coalbed methane horizontal wells in Linfen block[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(Sup.2): 499–504.
- [13] 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 coalbed methane fracturing technology[J]. Journal of Yan'an University (Natural Science Edition), 2015, 34(1): 78–80.
- [14] 曲凤娇, 喻鹏, 卫思祺, 等. 浅层与深层煤层气井压裂工艺优化及应用: 2016年全国天然气学术年会论文集[C]//中国石油学会天然气专业委员会. 成都: 2016.
- [15] 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.
- [16] 朱卫平, 张天翔, 刘川庆, 等. 深层煤层气水平井地质工程一体化开发实践与认识[C]//2019油气田勘探与开发国际会议论文集. 西安: 陕西省石油学会, 2019.
- [17] 李鑫, 肖翠, 陈贞龙, 等. 延川南煤层气田低效井原因分析与措施优选[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(4): 32–38.
LI Xin, XIAO Cui, CHEN Zhenlong, et al. Analysis of low-efficiency wells in CBM gas field of south Yanchuan and optimization of measures[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 32–38.
- [18] 贾慧敏, 胡秋嘉, 樊彬, 等. 沁水盆地郑庄区块北部煤层气直井低产原因及高效开发技术[J]. 煤田地质与勘探, 2021, 49(2): 34–42.
JIA Huimin, HU Qiuja, FAN Bin, et al. Causes for low CBM production of vertical wells and efficient development technology in northern Zhengzhuang block in Qinshui Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2021, 49(2): 34–42.
- [19] 程林林, 程远方, 祝东峰, 等. 体积压裂技术在煤层气开采中的可行性研究[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(5): 598–602.
CHENG Linlin, CHENG Yuanfang, ZHU Dongfeng, et al. Feasibility study on application of volume fracturing technology to coalbed methane (CBM) development[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(5): 598–602.

(责任编辑 范章群)