



移动扫码阅读

刘 忠,张继东,鲁秀芹,等.煤岩二次暂堵压裂裂缝扩展规律试验研究[J].煤炭科学技术,2022,50(6):254-259.
LIU Zhong,ZHANG Jidong,LU Xiuqin,*et al.* Experimental study of hydraulic fracture propagation behavior during temporary plugging re-fracturing in coal formation[J].Coal Science and Technology,2022,50(6):254-259.

煤岩二次暂堵压裂裂缝扩展规律试验研究

刘 忠¹,张继东²,鲁秀芹¹,穆福元²,张 聪³,陈美瑾¹,邹雨时⁴,赵 洋²,钟小刚⁵

(1.中国石油华北油田勘探开发研究院,河北 任丘 062552;2.中国石油勘探开发研究院,北京 100083;3.中国石油华北油田山西煤层气勘探开发分公司,山西 长治 046000;4.中国石油大学(北京),北京 102249;5.中国石油大港油田勘探开发研究院,天津 300280)

摘 要:二次压裂是煤层气开采中初次裂缝产量下降时有效增产手段。为研究煤层气储层二次压裂裂缝扩展规律、优化暂堵参数,开展了室内暂堵压裂模拟试验研究。使用大尺寸真三轴压裂模拟系统,样品尺寸为 30 cm×30 cm×30 cm,采集沁水盆地煤岩后通过包裹混凝土得到标准试验样品。首先通过加载三轴应力模拟地层环境,后以恒定排量向井筒中注压裂液模拟初次压裂,初次压裂完成后采用 CT 扫描对岩样内部的初次裂缝形态进行扫描观测,将暂堵剂注入井筒内部并开展二次压裂试验;试验结束通过 CT 扫描裂缝形态分析二次压裂裂缝形态。试验结果表明:暂堵效果受暂堵剂粒径和用量影响较大。暂堵剂粒径过大,影响压裂液的悬砂效果,暂堵剂容易在井筒内堆积,导致二次压裂施工压力异常升高,暂堵剂粒径过小,难以形成有效封堵,二次压裂时裂缝以沿初次裂缝扩展为主。随着暂堵剂用量的提高,对初次裂缝的封堵效果增强,二次压裂破裂压力升高,促进二次压裂裂缝沿垂直初次裂缝方向的扩展;另一方面暂堵剂进入二次压裂裂缝后形成二次封堵,促进分支裂缝的形成,二次压裂复杂程度升高。研究认为通过暂堵压裂可以促进分支裂缝的形成,提高二次压裂裂缝的复杂程度,增大压裂改造面积提升二次压裂效果。二次压裂裂缝形态主要受暂堵剂粒径与初次压裂裂缝匹配程度及暂堵剂用量等因素影响。

关键词:煤岩;暂堵压裂;裂缝扩展;裂缝转向;二次压裂;煤层气

中图分类号:TE357 文献标志码:A 文章编号:0253-2336(2022)06-0254-06

Experimental study of hydraulic fracture propagation behavior during temporary plugging re-fracturing in coal formation

LIU Zhong¹,ZHANG Jidong²,LU Xiuqin¹,MU Fuyuan²,ZHANG Cong³,CHEN Meijin¹,ZOU Yushi⁴,
ZHAO Yang²,ZHONG Xiaogang⁵

(1.Institute of Exploration and Development of Huabei Oilfield Company,PetroChina,Renqiu 062552,China;2.Research Institute of Petroleum Exploration & Development,Beijing 100083,China;3.Shanxi CBM Exploration and Development Branch,PetroChina Huabei Oilfield Company,Changzhi 046000,China;4.China University of Petroleum,Beijing 102249,China; 5.Exploration & Development Research Institute of PetroChina Dagang Oilfield Company,Tianjin 300280,China)

Abstract: Re-fracturing is an effective means of increasing production when the primary fracture declines in CBM exploitation. In order to study the crack propagation law of re-fracturing in coalbed methane reservoirs and optimize the parameters of temporary plugging, a simulation experiment of indoor temporary plugging and fracturing was carried out. In this study, a large-scale true triaxial fracturing simulation system was used, and the sample size was 30 cm × 30 cm × 30 cm. After collecting coal and rock in the Qinshui Basin, the standard experimental samples were obtained by wrapping concrete. The experiment first simulates the formation environment by loading triaxial stress, and then injects fracturing fluid into the wellbore with a constant displacement to simulate the initial fracturing. The plugging agent was injected into the wellbore and the re-fracturing experiment was carried out; at the end of the experiment, the fracture morphology of the re-fracturing was analyzed by CT scanning. The experimental results show that the temporary plugging effect is greatly affected by the

particle size and dosage of the temporary plugging agent. The particle size of the temporary plugging agent is too large, which affects the sand suspension effect of the fracturing fluid. The temporary plugging agent is easy to accumulate in the wellbore, resulting in an abnormal increase in the re-fracturing construction pressure. The particle size of the temporary plugging agent is too small, and it is difficult to form effective plugging, during the re-fracturing, the fractures mainly propagate along the primary fractures. With the increase of the amount of temporary plugging agent, the plugging effect on the primary fracture is enhanced, and the rupture pressure of re-fracturing increases, which promotes the expansion of re-fracturing fractures in the direction perpendicular to the primary fracture; on the other hand, the temporary plugging agent enters the re-fracturing. After fracturing fractures, secondary plugging is formed, which promotes the formation of branched fractures and increases the complexity of re-fracturing. It is believed that temporary plugging and fracturing can promote the formation of branch fractures, improve the complexity of re-fracturing fractures, and increase the fracturing area to improve the effect of re-fracturing. The fracture morphology of the re-fracturing is mainly affected by factors such as the particle size of the temporary plugging agent and the matching degree of the primary fracturing fractures and the amount of the temporary plugging agent.

Key words: coal formation; temporary plugging re-fracturing; fracture propagation; fracture diversion; secondary fracturing; coalbed methane

0 引言

我国煤层气资源储量丰富,具有巨大的开发潜力^[1-3]。沁水盆地是我国最早进行煤层气勘探开发的试验区之一,勘探程度全国最高^[4-5]。其中,郑庄区块北区构造处于沁水盆地东南,煤层埋深超过1 000 m,总体呈南高北低的构造特征,区内构造复杂,北东向断层发育,褶皱构造以背斜、向斜相间发育为主,局部发育鼻状构造。目前已经投产直井167口、水平井3口。以郑庄北部区块为例,经初次压裂后开采至今,单井产气效果显著降低,日产气量普遍低于500 m³。开展二次压裂沟通未有效动用区已经成为区块稳产上产的迫切需求。煤岩储层受层理、天然裂缝和割理影响,压裂裂缝扩展规律复杂。国内外众多学者通过物理模拟试验方法对煤岩压裂裂缝扩展规律进行了系统研究。BELL和JONES^[6]的真三轴压裂模拟试验结果表明,煤岩中割理面的存在会使得水力裂缝的扩展路径发生偏转。ABASS等^[7]发现,在高水平应力差条件下,容易形成沿垂直于水平最小主应力方向的单一水力裂缝。邓广哲等^[8]和杜春志^[9]系统研究了不同地质因素和工程因素对煤岩破裂压力和裂缝形态的影响。杨焦生等^[10]通过研究了地应力及隔层性质对煤岩压裂裂缝穿层扩展行为的影响。邹雨时^[11]、程远方等^[12]和张羽等^[13]分析了不同水平应力差异系数下的裂缝扩展形态差异。结果表明,水平应力差异系数越低,越有利于形成复杂的裂缝网络。随着初次压裂后的煤层气的开采以及初次裂缝的失效,单井产量下降。此时,需要进行二次暂堵压裂改造使裂缝发生转向,沟通远井的未动用区域^[14-16]。了解二次暂堵压裂的裂缝扩展规律,对于暂堵参数的优选以及二次压裂改造效果的预测具有十分重要的意义。然而,目前针对煤岩储层的室内暂堵压裂模

拟试验研究相对较少^[17-18]。基于此,通过大尺寸真三轴压裂模拟系统,对30 cm×30 cm×30 cm的天然煤岩样品进行了暂堵压裂模拟试验。结合CT扫描技术,分析了不同暂堵剂参数(包括用量和颗粒粒径)对于初次压裂裂缝与二次暂堵压裂裂缝空间展布关系的影响。试验结果对于煤岩二次暂堵压裂工艺参数优选具有一定的指导意义。

1 煤岩暂堵转向压裂模拟试验

试验所用岩样取自沁水盆地。为了解煤岩的基础参数,对煤样的物理力学性质进行了一系列测试,包括:孔渗测试、巴西劈裂测试以及单轴压缩测试等。试验结果表明:所取煤岩孔隙度变化为5%~10%;渗透率整体偏小,为 $5.92\times10^{-13}\sim2.27\times10^{-11}$ m²;抗拉强度平均值约为2.0 MPa;单轴抗压强度33.8~39.5 MPa、弹性模量4.6~5.1 GPa、泊松比0.32~0.36。

采用真三轴压裂物理模拟试验装置开展室内暂堵二次压裂模拟试验,如图1所示^[19-20]。由于野外的取样难度较大,无法直接获得满足试验尺寸的煤岩样品,需要采用混凝土浇筑方式将不规则的煤岩加工成30 cm×30 cm×30 cm的标准立方体。样品加工前,对混凝土的水泥-砂配比进行了优选,以保证固化后的包裹混凝土具有与煤岩相近的力学强度。最终确定的水泥-砂配比为1:7。包裹煤岩岩样的具体加工步骤如下:①按照优选的水泥-砂配比制成水泥浆,搅拌均匀后倒入模具中适量;②将煤岩样品缓慢放入模具中,保证样品不发生倾斜且位于整个模具的中心位置;③继续倒入水泥浆充满整个模具,整个过程中避免大量气泡的产生;④将岩样在室温下养护14 d以上,然后将模具拆除。

为开展室内压裂模拟试验,采用外径为3 cm的长钻头在平行于层理面方向的其中一个断面上,钻

取深度为 15 cm 的中心盲孔(井眼)。采用环氧树脂胶将外径为 2 cm,长度为 12 cm 的钢质注液管(模拟井筒)固结在盲孔内。井眼底部预留的 3 cm 裸眼段,作为水力裂缝的起裂位置,加工前后的煤岩样品照片如图 2 所示。

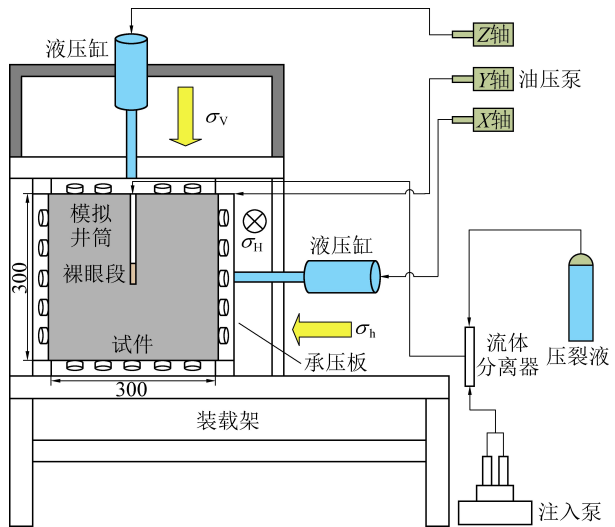


图 1 真三轴水力压裂试验装置

Fig.1 True three-axis hydraulic fracturing experimental device

为模拟直井的压裂过程,沿井筒方向施加垂向应力 σ_v (图 1 中 Z 方向),垂直井筒的方向施加水平最大主应力 σ_H 与水平最小主应力 σ_h (图 1 中 X、Y 方向)。为了避免加压过程中样品的损坏,首先通过应力加载系统将 3 个方向的应力加载到 5 MPa;保持 Y 方向围压恒定,继续加载 X、Z 方向应力至



图 3 不同粒径的石英砂暂堵剂

Fig.3 Temporary plugging agent for quartz sand with different particle sizes

表 1 暂堵二次压裂试验参数

Table 1 Temporary plugging secondary fracturing experiment parameters

编号	地应力/MPa			压裂液黏度/ (mPa·s)	排量/ (mL·min ⁻¹)	暂堵剂参数	
	σ_v	σ_H	σ_h			用量/(g·L ⁻¹)	粒径/μm
1	12	9	5	2.5	300	40	380~830
2	12	9	5	2.5	300	40	212~380
3	12	9	5	2.5	300	40	120~180
4	12	9	5	2.5	300	20	212~380
5	12	9	5	2.5	300	60	212~380

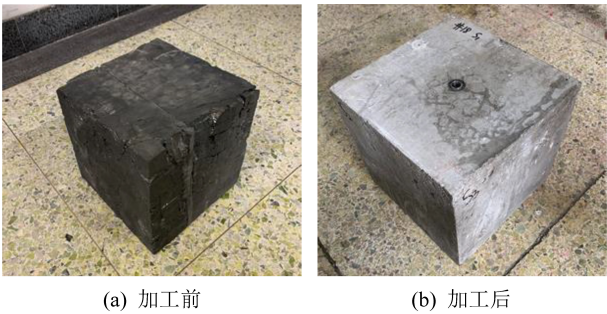


图 2 加工前后的煤岩样品

Fig.2 Coal samples before and after processing

9 MPa;然后保持 Y、X 方向围压恒定,继续加载 Z 方向应力至 12 MPa。试验选用现场煤岩压裂施工常用的低黏度滑溜水压裂液作为压裂流体,通过恒速恒压泵控制,以恒定排量向井筒中注液,直到岩样表面观察到大量流体渗滤后停止注液。

为分析暂堵二次压裂的裂缝扩展规律,在首次压裂试验之后采用 CT 扫描对岩样内部的初次裂缝形态进行扫描观测;然后将暂堵剂(石英砂)注入井筒内部并开展二次压裂试验;试验结束后再次进行 CT 扫描测试,并将二次压裂的 CT 扫描裂缝形态进行对比。整个试验过程中,利用 2 种不同颜色的染色剂辅助区分初次裂缝与二次裂缝,并通过岩样剖分来观察暂堵剂在岩样内部的分布情况。试验所用的暂堵剂为石英砂,如图 3 所示。

设计 5 组试验分析暂堵剂参数(包括用量和粒径)对于二次压裂裂缝扩展的影响,试验所用的基础参数见表 1。

2 压裂试验结果分析

2.1 暂堵剂粒径的影响

为分析暂堵剂粒径对二次暂堵压裂效果的影响,分别选用 380~830 μm (大粒径)、212~380 μm (中等粒径)和 120~180 μm (小粒径)的石英砂暂堵剂开展室内压裂模拟试验。图 4 为通过岩样剖分和 CT 扫描获得的不同暂堵剂粒径下的压裂裂缝形态^[20]。图中的红色虚线表示初次压裂的裂缝迹线;蓝色虚线表示二次暂堵压裂的裂缝迹线;黄色虚线表示煤岩样品中存在的原始天然裂缝。

由图 4 可知,在 4 MPa 的水平应力差条件下,采用 300 mL/min 排量进行煤岩初次压裂时,3 组煤岩样品初次压裂的裂缝均为沿井筒轴线的垂直缝。说明初次裂缝的扩展方向主要受地应力控制,整体的裂缝形态较为简单。当采用粒径 380~830 μm 的石英砂作为暂堵剂时,1 号煤岩二次压裂裂缝仍然沿初次裂缝起裂并向外扩展,仅在远离井筒处产生一条新的分支裂缝(图 4a)。通过试样剖分发现,由于初次裂缝宽度较窄,大粒径的暂堵剂难以进入,从而在井筒中大量堆积,导致二次压裂的破裂压力明显高于初次压裂的破裂压力。

2 号煤岩所用的暂堵剂为粒径 212~380 μm 的小粒径石英砂颗粒,有利于被压裂液携带进入初次压裂裂缝。同时,由于压裂液滤失导致的液体携砂能力下降以及裂缝面的迂曲,使得暂堵剂逐渐在初次裂缝内沉降堵塞。随着裂缝内流体压力的逐渐升高,2 号煤岩在二次压裂过程中产生了 2 条与初次压裂裂缝垂直的二次压裂裂缝(图 4b)。从 CT 扫描结果可以看出:其中一条裂缝于初次裂缝内部起裂并在直接穿过天然裂缝后扩展至岩样边界。而另一条裂缝于裸眼段位置处起裂,遇到天然裂缝时,可以观察到沿天然裂缝发生偏移,随后继续扩展至岩样边界。

当采用粒径更小(120~180 μm)的石英砂作为暂堵剂时,从 3 号煤岩压裂试验后的岩样剖分结果上可以看出,在整个初次压裂的裂缝面上均可以发现石英砂暂堵剂的分布(图 4c)。这主要是因为压裂液对于小粒径石英砂的悬浮效果更好,且小粒径颗粒更容易进入到裂缝中并向远离井筒处运移。但是,由于暂堵剂未在初次裂缝内形成有效封堵,整个二次压裂过程中的压力相对较低,岩样内部仅有与初次裂缝沟通的底部层理面发生局部开启。

综合对比 1 号~3 号煤岩岩样的压裂结果可以发现,在进行二次暂堵压裂的堵剂优选时,需要考虑

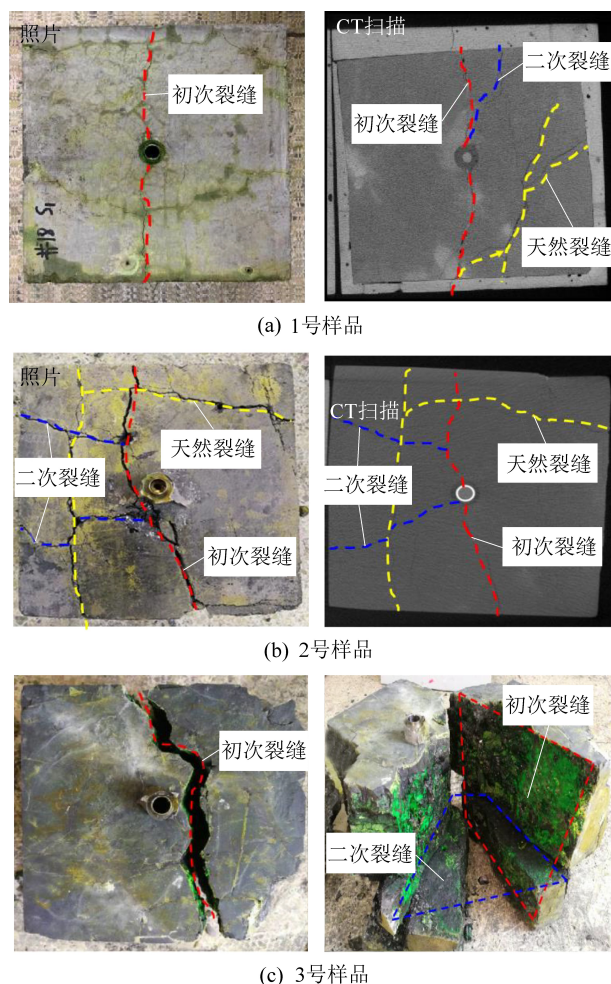


图 4 暂堵剂粒径对暂堵压裂裂缝形态的影响

Fig.4 Effect of temporary plugging agent particle size on fracture shape of temporary plugging fracture

暂堵剂粒径与初次压裂裂缝宽度的匹配关系。暂堵剂在初次裂缝内形成有效封堵,才能够保证二次压裂新裂缝的产生。暂堵剂粒径选择不合理,均会造成二次压裂改造效果较差。暂堵剂粒径过大,影响压裂液的悬砂效果,暂堵剂容易在井筒内堆积,导致二次压裂施工压力异常;暂堵剂粒径过小,难以形成有效封堵,二次压裂时裂缝将以沿初次裂缝扩展为主。

2.2 暂堵剂用量的影响

暂堵剂的用量也是影响二次暂堵压裂改造效果的关键因素之一^[21-22]。为了分析暂堵剂用量的影响,4 号和 5 号煤岩样品分别采用 20 g/L 和 60 g/L 的石英砂浓度进行二次暂堵压裂试验。岩样的压后裂缝形态结果如图 5 所示。从图 5 中可以看出,初次压裂裂缝仍然主要受应力场的影响,沿水平最大主应力方向扩展。但不同暂堵剂浓度条件下的二次压裂裂缝形态存在较大的差异。

在暂堵剂的浓度较低(20 g/L)的情况下,二次

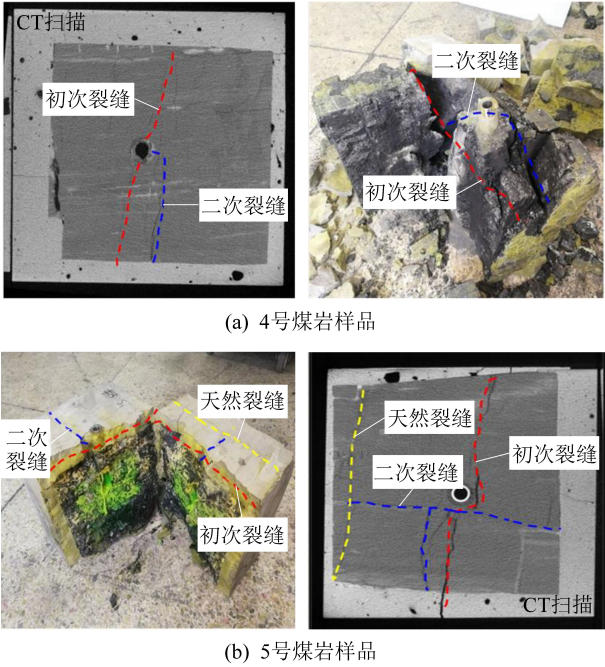


图5 暂堵剂用量对暂堵压裂裂缝形态的影响
Fig.5 Effect of temporary plugging agent amount on temporary plugging fracture shape

压裂过程中有新的水力裂缝产生,如图5a所示。从岩样压后CT扫描的结果上可以看出,二次裂缝在裸眼段位置处起裂,首先沿水平最小主应力方向扩展一定距离,随后逐渐偏转至与初次压裂裂缝平行(即垂直于水平最小主应力方向)。而在暂堵剂浓度较高(60 g/L)时,5号煤岩样品在裸眼段位置形成二次压裂裂缝,主裂缝扩展方向与初次裂缝扩展方向垂直。与此同时主裂缝向两侧扩展充分,分别在天然裂缝位置处和煤岩-水泥界面处发生截止。此外,在靠近井筒位置,可以观察到一条与初次裂缝平行的分支裂缝。

通过对比以上2组结果可以发现,适当增加支撑剂的用量,有利于扩大二次压裂裂缝的转向半径和提高裂缝的复杂程度。这主要是因为,一方面随着暂堵剂用量的提高,对初次裂缝的封堵效果增强,能够在二次压裂时产生较高的破裂压力,促进二次压裂裂缝沿垂直初次裂缝方向的扩展;另一方面,暂堵剂进入二次压裂裂缝后可以形成二次封堵,促进分支裂缝的形成。

3 结 论

1)通过室内真三轴压裂模拟试验与CT扫描观测分析煤岩储层二次暂堵压裂裂缝的扩展规律试验发现通过暂堵压裂可以促进分支裂缝的形成、提升二次压裂裂缝复杂程度,改善煤岩二次压裂效果。

2)二次压裂裂缝形态主要受暂堵剂粒径与初次压裂裂缝匹配程度及暂堵剂用量等因素影响,合理的暂堵剂粒径能够保证暂堵剂进入初次压裂裂缝形成有效封堵,有利于二次压裂裂缝的转向扩展,随着暂堵剂用量的增加,二次压裂裂缝的转向半径和裂缝复杂程度出现明显的升高。

3)煤岩储层的地质条件以及施工参数也会对初次裂缝的扩展形态及暂堵剂的运移沉降规律产生影响,进而影响二次压裂裂缝形态,后续应当针对不同的因素开展系统研究,深化认识煤岩二次压裂裂缝扩展规律。

参考文献(References):

[1] 黄盛初,刘文革,赵国泉.中国煤层气开发利用现状及发展趋势[J].中国煤炭,2009,35(1):5-10.
HUANG Shengchu, LIU Wenge, ZHAO Guoquan. Current status and development trend of China's coalbed methane development and utilization [J]. China Coal, 2009, 35(1): 5-10.

[2] 刘大锰,刘正师,蔡益栋.煤层气成藏机理及形成地质条件研究进展[J].煤炭科学技术,2020,48(10):1-16.
LIU Dameng, LIU Zhengshuai, CAI Yidong. Research progress on accumulation mechanism and formation geological conditions of coalbed methane [J]. Coal Science and Technology, 2020, 48(10): 1-16.

[3] 李站伟,汤达祯,唐淑玲,等.准噶尔盆地南缘富CO₂低阶煤层气藏的形成机理研究[J].煤炭科学技术,2021,49(3):175-180.
LI Zhanwei, TANG Dazhen, TANG Shuling, et al. Study on formation mechanism of CO₂-enriched CBM reservoirs in low-rank coal seams from southern Zhunggar Basin [J]. Coal Science and Technology, 2021, 49(3): 175-180.

[4] 赵贤正,朱庆忠,孙粉锦,等.沁水盆地高阶煤层气勘探开发实践与思考[J].煤炭学报,2015,40(9):2131-2136.
ZHAO Xianzheng, ZHU Qingzhong, SUN Fenjin, et al. Practice and thinking on exploration and development of high-rank coalbed methane in Qinshui Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2015, 40(9): 2131-2136.

[5] 赵贤正,杨延辉,孙粉锦,等.沁水盆地南部高阶煤层气成藏规律与勘探开发技术[J].石油勘探与开发,2016,43(2):303-309.
ZHAO Xianzheng, YANG Yanhui, SUN Fenjin, et al. High-rank coalbed methane accumulation rules and exploration and development technologies in the southern Qinshui Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 303-309.

[6] BELL G J, JONES A H. Coal seam hydraulic fracture propagation on a laboratory scale [M]. Proceedings of the 1989 Coal - Bed Methane Symposium, 1989: 17-20.

[7] ABASS H H. Experimental observations of hydraulic fracture propagation through coal blocks [J]. SPE 21289, 1990, 239-252.

[8] 邓广哲,王世斌,黄炳香.煤岩水压裂缝扩展行为特性研究[J].岩石力学与工程学报,2004,23(20):3489-3493.

DENG Guangzhe, WANG Shibin, HUANG Bingxiang. Study on the behavior of hydraulic crack propagation in coal and rock[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2004, 23(20): 3489-3493.

[9] 杜春志. 煤层水压致裂理论及应用研究[D]. 北京: 中国矿业大学(北京), 2008.

DU Chunzhi. The theory and application of coal seam hydraulic fracturing [D]. Beijing: China University of Mining and Technology-Beijing, 2008.

[10] 杨焦生, 王一兵, 李安启, 等. 煤岩水力压裂裂缝扩展规律试验研究[J]. 煤炭学报, 2012, 37(1): 73-77.

YANG Jiaosheng, WANG Yibing, LI Anqi, *et al.* Experimental study on the law of coal and rock hydraulic crack propagation[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(1): 73-77.

[11] 邹雨时. 煤层水力压裂扩展模拟研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2011.

ZOU Yushi. Simulation of hydraulic fracture propagation in coal seams [D]. Beijing: China University of Petroleum - Beijing, 2011.

[12] 程远方, 徐太双, 吴百烈, 等. 煤岩水力压裂裂缝形态实验研究[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(1): 134-137.

CHENG Yuanfang, XU Taishuang, WU Bailie, *et al.* Experimental study on fracture morphology of coal and rock hydraulic fracturing [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(1): 134-137.

[13] 张 羽, 张遂安, 刘元东, 等. 煤岩水力压裂裂缝扩展规律实验研究[J]. 中国煤炭地质, 2015, 27(8): 21-25.

ZHANG Yu, ZHANG Suian, LIU Yuandong, *et al.* Experimental study on crack propagation law of coal and rock hydraulic fracturing[J]. China Coal Geology, 2015, 27(8): 21-25.

[14] 黄高传, 刘 炜, 王晓东. 裂缝转向压裂工艺技术在油田的应用[J]. 新疆石油科技, 2008(3): 21-24.

HUANG Gaochuan, LIU Wei, WANG Xiaodong. Application of fracture turning fracturing technology in Xinjiang Oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Science and Technology, 2008(3): 21-24.

[15] 戴军华, 钟水清, 熊继有. 暂堵压裂技术在坪北油田的研究应用[J]. 钻采工艺, 2006, 29(6): 67-69.

DAI Junhua, ZHONG Shuiqing, XIONG Jiyong. Research and application of temporary plugging and fracturing technology in Pingbei Oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2006, 29(6): 67-69.

[16] 吴 勇, 陈 凤, 承 宁. 利用人工暂堵转向提高重复压裂效果[J]. 钻采工艺, 2008, 31(4): 59-61.

WU Yong, CHEN Feng, CHENG Ning. Using manual temporary plugging and steering to improve the effect of repeated fracturing [J]. Drilling & Production Technology, 2008, 31(4): 59-61.

[17] 汪道兵. 水力压裂裂缝暂堵转向机理与转向规律研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.

WANG Daobing. Study on the turning mechanism and turning law of hydraulic fracture temporary plugging[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2017.

[18] 汪道兵, 周福建, 葛洪魁, 等. 纤维强制裂缝转向规律实验及现场试验[J]. 东北石油大学学报, 2016, 40(3): 80-88.

WANG Daobing, ZHOU Fujian, GE Hongkui, *et al.* Experiment and field test on forced crack turning law of fiber[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2016, 40(3): 80-88.

[19] 孙 逊, 张士诚, 马新仿, 等. 基于高能 CT 扫描的煤岩水力压裂裂缝扩展研究[J]. 河南理工大学学报(自然科学版), 2020, 39(1): 18-25.

SUN Xun, ZHANG Shicheng, MA Xinfang, *et al.* Research on fracture propagation of coal and rock hydraulic fracturing based on high-energy CT scanning[J]. Journal of Henan Polytechnic University(Natural Science Edition), 2020, 39(1): 18-25.

[20] 李 宁, 张士诚, 马新仿, 等. 砂砾岩储层水力压裂裂缝扩展规律试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2017, 36(10): 2383-2392.

LI Ning, ZHANG Shicheng, MA Xinfang, *et al.* Experimental study on the propagation law of hydraulic fractures in glutenite reservoirs[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2017, 36(10): 2383-2392.

[21] 王彦玲, 原 琳, 任金恒. 转向压裂暂堵剂的研究及应用进展[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(32): 196-204.

WANG Yanling, YUAN Lin, REN Jinheng. Research and application progress of temporary plugging agents for steering fracturing [J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(32): 196-204.

[22] 苏良银, 庞 鹏, 达引朋, 等. 低渗透油田暂堵重复压裂堵剂用量优化与现场试验[J]. 断块油气田, 2014, 21(1): 114-117.

SU Liangyin, PANG Peng, DA Yinpeng, *et al.* Optimization and field test of plugging agent dosage for temporary plugging and repeated fracturing in low permeability oilfields[J]. Fault Block Oil & Gas Field, 2014, 21(1): 114-117.