

深部煤系气合采压裂裂缝扩展规律及其主控因素

陈昊 李国璋 秦勇 王建国 申建 孙玉琦 袁二军 李典

引用本文:

陈昊, 李国璋, 秦勇, 等. 深部煤系气合采压裂裂缝扩展规律及其主控因素[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(12): 84–94.

CHEN Hao, LI Guozhang, QIN Yong, et al. Commingling production of deep coal-measure gas through hydraulic fracturing: Propagation patterns of induced fractures and their determinants[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(12): 84–94.

在线阅读 View online: <https://dx.doi.org/10.12363/issn.1001-1986.24.09.0566>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

层理特征对油页岩水力压裂裂缝扩展规律影响的数值模拟研究

Numerical simulations of the effects of bedding planes on hydraulic fracture propagation law in oil shale

煤田地质与勘探. 2023, 51(11): 44–54 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.07.0397>

水力裂缝在煤岩界面处穿层扩展规律的数值模拟

Numerical simulation of layer-crossing propagation behavior of hydraulic fractures at coal-rock interface

煤田地质与勘探. 2020, 48(2): 106–113 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2020.02.017>

薄互层致密砂岩水力压裂裂缝扩展特征研究

Propagation of hydraulic fractures in thin interbedded tight sandstones

煤田地质与勘探. 2023, 51(7): 61–71 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.22.10.0788>

煤储层水力压裂裂缝内支撑剂运移控制因素实验研究

An experimental study on factors controlling the proppant transport in hydraulic fractures of coal reservoirs

煤田地质与勘探. 2023, 51(6): 62–73 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.02.0091>

地面井分层卸压的煤系气合采原理及方式探讨

Exploring the principle and method for commingled production of coal-measure gas through layered pressure relief in surface wells

煤田地质与勘探. 2024, 52(2): 171–179 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.10.0701>

煤系水平井定向射孔压裂裂缝扩展机制

Fracture propagation mechanism in directional perforation and hydraulic fracturing of coal seam horizontal wells

煤田地质与勘探. 2024, 52(4): 68–75 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.08.0496>



移动阅读

陈昊, 李国璋, 秦勇, 等. 深部煤系气合采压裂裂缝扩展规律及其主控因素[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(12): 84–94. doi: 10.12363/issn.1001-1986.24.09.0566

CHEN Hao, LI Guozhang, QIN Yong, et al. Commingling production of deep coal-measure gas through hydraulic fracturing: Propagation patterns of induced fractures and their determinants[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(12): 84–94. doi: 10.12363/issn.1001-1986.24.09.0566

深部煤系气合采压裂裂缝扩展规律及其主控因素

陈昊¹, 李国璋^{1*}, 秦勇², 王建国¹, 申建², 孙玉琦³, 袁二军¹, 李典¹

(1. 青海大学地质工程学院, 青海 西宁 810016; 2. 中国矿业大学资源与地球科学学院, 江苏 徐州 221116; 3. 青海煤炭地质一〇五勘探队, 青海 西宁 810007)

摘要: 【目的】煤系气合采是提高我国非常规天然气单井产量的重要开发方式。然而, 煤系气储层物质组成截然不同、物理性质差异巨大, 导致煤系气合采储层在压裂过程中裂缝在不同储层内的扩展方式和发育程度存在不确定性。如何协调好多储层改造实现多气共采对于降低煤系气开发成本、提高产能至关重要。【方法】以鄂尔多斯盆地东北缘临兴区块为例, 剖析影响煤系气储层合层压裂效果的地质因素、工程因素, 利用数值模拟方法, 研究不同储层内压裂裂缝的扩展规律, 并对合层压裂提出针对性建议。【结果】结果表明, 储隔层最小水平主应力差、抗拉强度差、泵注排量和黏度的增大有利于缝高和缝宽的扩展, 其数值越大, 裂缝的穿层能力越强。岩层的最小水平主应力和压裂液黏度主要影响储层中裂缝宽度, 具体表现为, 岩层相对最小水平主应力越大或压裂液的黏度越小, 裂缝宽度越小。储隔层弹性模量差和泊松比差的变化对整体压裂效果的影响较小, 但弹性模量差增大会减少裂缝穿层时间, 使裂缝更快到达极限高度。【结论】基于上述研究, 提出了临兴地区煤系气合采储层优选方案及排采建议, 即应优先选取储隔层最小水平主应力差在 0~4 MPa、抗拉强度差大于 4.5 MPa 的储层进行合采压裂, 并以大于 4 m³/min 的泵注排量进行开采, 从而实现更高效的资源开发。

关键词: 煤系气; 合层水力压裂; 数值模拟; 地质因素; 施工因素

中图分类号: TE321 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-1986(2024)12-0084-11

Commingling production of deep coal-measure gas through hydraulic fracturing: Propagation patterns of induced fractures and their determinants

CHEN Hao¹, LI Guozhang^{1*}, QIN Yong², WANG Jianguo¹, SHEN Jian², SUN Yuqi³, YUAN Erjun¹, LI Dian¹

(1. School of Geological Engineering, Qinghai University, Xining 810016, China; 2. School of Mechatronic Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 3. Qinghai No.105 Coal Geological Exploration Team, Xining 810007, China)

Abstract: [Objective] The commingling production of coal-measure gas represents a pivotal approach to enhancing the single-well production of unconventional gas in China. However, coal-measure gas reservoirs exhibit distinctly different material compositions and physical properties, leading to uncertainty of the propagation modes and developmental degrees of fractures in different reservoirs during the hydraulic fracturing of coal-measure gas reservoirs subjected to commingling production. Therefore, effectively coordinating the stimulation of multiple reservoirs for multi-gas commingling production is crucial for minimizing production costs and maximizing production capacity. [Methods] This study investigated the Linxing block along the northeastern margin of the Ordos Basin as an example to analyze the geologic and engineering factors influencing the commingled fracturing performance of coal-measure gas reservoirs. Utilizing nu-

收稿日期: 2024-09-05; 接收日期: 2024-12-01

基金项目: 中国矿业大学煤层气资源与成藏教育部重点实验室基金项目(2021-001); 国家自然科学基金项目(41872171)

第一作者: 陈昊, 2001 年生, 男, 黑龙江佳木斯人, 硕士研究生。E-mail: haochen202410@163.com

*通信作者: 李国璋, 1993 年生, 男, 青海西宁市人, 博士, 讲师, 硕士生导师。E-mail: guozhanglicn@163.com

© Editorial Office of Coal Geology & Exploration. OA under CC BY-NC-ND

merical simulations, this study explored the propagation modes of fractures in various reservoirs. Accordingly, it proposed suggestions for commingled hydraulic fracturing in the Linxing block. [Results] The results indicate that an increase in the differences in the minimum horizontal in-situ stress and tensile strength between reservoirs and carriers, as well as an increase in the injection rates and viscosities of fracturing fluids, contributed to increased fracture heights and widths. Higher values of these parameters corresponded to enhanced fractures' capacity to penetrate strata. The minimum horizontal in-situ stress of strata and the viscosity of fracturing fluids primarily influenced the fracture widths of reservoirs. Specifically, a higher relative minimum horizontal in-situ stress of strata or a lower viscosity of fracturing fluids resulted in narrower fractures. Additionally, changes in the differences in modulus of elasticity and Poisson's ratio between reservoirs and barriers produced minimal impacts on the overall fracturing performance. Nevertheless, an increase in the difference in modulus of elasticity reduced the time for fractures to penetrate strata, enabling them to reach their ultimate heights more rapidly. [Conclusions] Based on the above results, this study proposes a scheme for selecting the optimal reservoirs and production recommendations for commingling production of coal-measure gas reservoirs in the Linxing block. Specifically, commingled fracturing should be preferentially conducted for reservoirs with the minimum horizontal in-situ stress differences of 0–4 MPa and tensile strength differences exceeding 4.5 MPa between reservoirs and barriers. Furthermore, it is recommended that the injection rates of fracturing fluids should be greater than 4 m³/min to achieve more efficient resource development.

Keywords: coal-measure gas; commingled hydraulic fracturing; numerical simulation; geological factors; construction factors

含煤岩系中的煤层气、致密气及页岩气是近年来我国非常规天然气勘探开发的重点,并已成为天然气的重要组成部分。中石油第四次非常规天然气资源评价结果显示:我国煤层气、致密气及页岩气资源量分别达到 29.82 万亿、21.86 万亿、80.21 万亿 m³[1]。对生储盖互层频繁的煤系气藏而言,开展共探共采是提高单井效益的有效途径。“十三五”期间,在鄂尔多斯盆地临兴区块开展了煤系气合采的先导工程试验[2-4],多数煤系气合采井单井最高日产气量达 4 万 m³,平均日产气量超过 6 000 m³,其中煤层气产气贡献率达到 57%[5]。合采成功的井最大特点是产层邻近,且采用了体积压裂技术。业内普遍认为多储层合采应考虑裂缝与储层内油气资源的接触面积以及裂缝的导流能力外,还需注意储层的“多”穿层性,即水力压裂过程中裂缝垂向延伸范围。裂缝高度在一定程度上决定压裂作业的成败,是压裂设计中的关键因素之一[6]。

研究表明,煤系气储层中裂缝扩展受地层结构的强烈控制,形态复杂,且层间性质差异、地应力条件及压裂液类型均对裂缝扩展有重要影响[7-9]。特别是压裂液滤失量、地应力差、弹性模量差等因素显著影响裂缝的垂向延伸[10],且各因素差异越大,裂缝垂向扩展则更加充分,呈现非对称延伸特征[11]。然而,也有研究指出,层间弹性模量、泊松比差异对缝高和缝长的延伸没有明显影响[12]。这与以往采用弹性模量和泊松比计算脆性系数来衡量储层可压性的认识存在矛盾。此外,裂缝宽度是影响导流能力的主要参数,但对于合采压裂中不同储层内缝隙宽度的变化规律尚没有明确的认识。

为此,笔者以鄂尔多斯盆地东北缘临兴区块煤系气

储层为例,建立煤层-致密砂岩及泥岩叠置地质模型,采用数值模拟方法分析地质因素和工程因素对合层储层压裂过程中裂缝扩展的影响。并结合实际裂缝监测数据及前人研究结果,重点探讨弹性模量和泊松比对压裂过程的影响。在此基础上提出煤系气合采储层优选方案,以期煤系气高效合采提供依据。

1 研究区概况

临兴区块位于鄂尔多斯盆地东北缘。晚古生代以来,沉积环境发生了由海相-陆相的转变,在该沉积古地理格局的影响下形成了本溪组-山西组内煤-泥-砂叠置出现的地层结构。研究区在构造单元上处于晋西挠褶带中北部[13]。受燕山期岩浆活动影响,区块内形成了紫金山杂岩体,围绕该岩体,区块内的构造可以进一步划分为底辟构造隆起带、环形构造带和低幅背斜带[14]。同时,受区域地应力影响,区块内发育了以 NE-SW 向为主的小断裂,与紫金山岩体共同构成了该地区煤系气生成和富集的关键因素(图 1)。

研究区含煤岩系内主要发育 2 套含水层,包括中奥陶统碳酸盐岩-膏岩岩溶、裂隙承压含水层和太原组碎屑岩以及灰岩岩溶、裂隙承压含水层[15]。在地层结构、构造演化及地下水的共同作用下使得该地区煤系气富集。其中,煤层含气量平均高达 18.1 m³/t[16]。致密气中有 70% 集中于本溪组、太原组及山西组等层位。各层段煤层均以半亮煤和半暗煤为主,渗透率介于(0.44~9.86)×10⁻³ μm²,平均值为 2.15×10⁻³ μm²。致密砂岩岩石类型以岩屑石英砂岩、岩屑长石砂岩以及长石岩屑砂岩为主,渗透率介于(0.000 5~0.179)×10⁻³ μm³。煤系

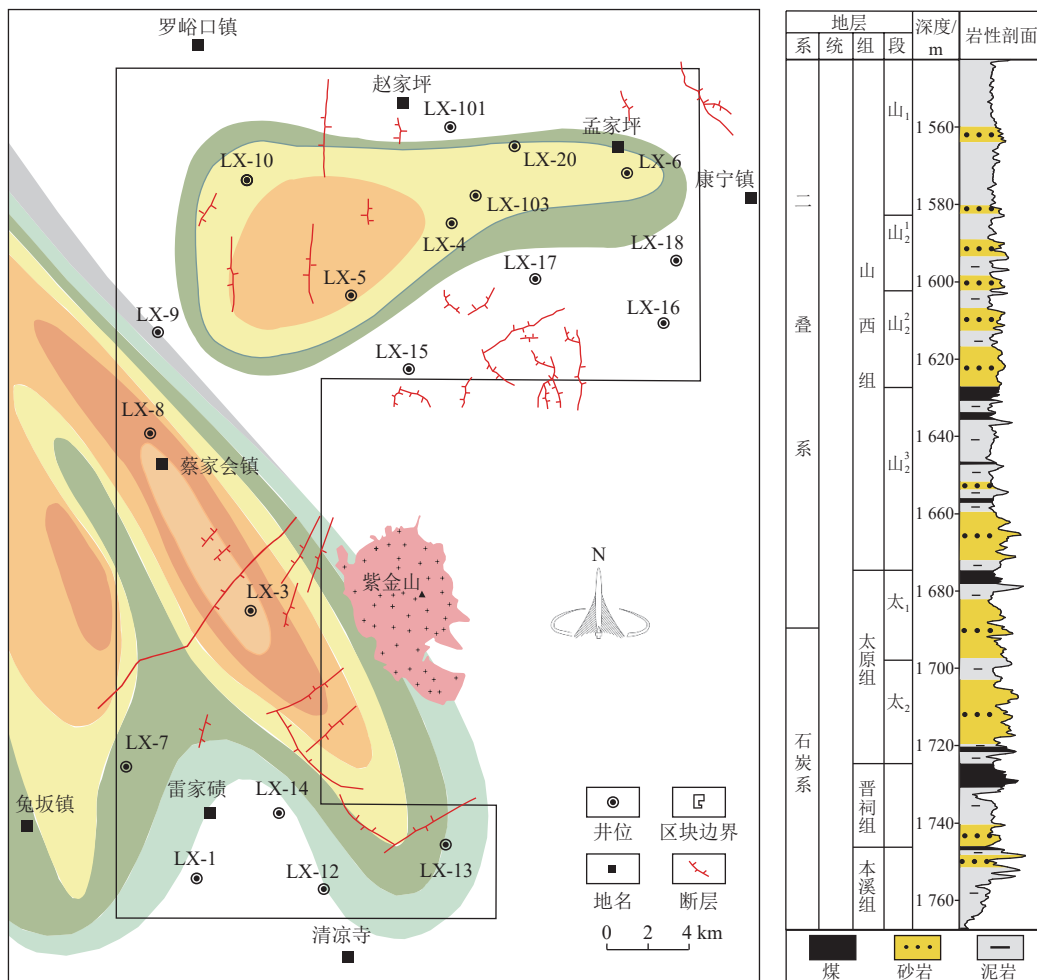


图 1 临兴区块构造位置及地层综合柱状图(依据张春良^[17], 修改)

Fig.1 Tectonic location and composite stratigraphic column of the Linxing block (modified after reference [17])

气储层的复杂性和致密砂岩的低渗透率使得单独开采致密气或煤层气时, 产量均不理想。但对二者进行合压合采时, 平均日产气量可维持在 6 000 m³ 以上, 显示出了较好的开发效果。

2 三维模型建立

2.1 机理

煤系气储层为多孔隙介质, 在模型中通过注液点压力-位移单元对流固耦合效应进行表征, 线性孔隙弹性方程用于描述应力与应变关系^[18]。

$$\begin{cases} \gamma_{ij} = \lambda \varepsilon_{ij} + 2G \varepsilon_{ij} - C \zeta \delta_{ij} \\ p = C \varepsilon_v - M \zeta \end{cases} \quad (1)$$

实验中使用牵引分离准则模拟富集元素的损伤起裂与演化^[19], 可表示为:

$$t = \begin{bmatrix} t_n \\ t_s \\ t_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} W_{nn} & W_{ns} & W_{nt} \\ W_{ns} & W_{ss} & W_{st} \\ W_{nt} & W_{st} & W_{tt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varepsilon_n \\ \varepsilon_s \\ \varepsilon_t \end{bmatrix} = W_\varepsilon \quad (2)$$

并通过 BK 能量准则来模拟裂缝的断裂行为, 即:

$$\begin{cases} G^C = G_n^C + (G_s^C - G_n^C) \left[\frac{G_s + G_t}{G_T} \right]^\eta \\ G_T = G_n + G_s + G_t \end{cases} \quad (3)$$

2.2 模型构建

研究区含煤地层埋深介于 1 543~2 133 m, 主力煤层为山西组下段的 4+5 号煤和太原组 8+9 号煤层, 其厚度分别主要分布在 2~8 m 和 4~10 m, 平均厚度分别为 5.8 m 和 6.8 m。除此之外, 在山西组和太原组中发育了多套薄煤层和煤线, 成为该区域主要的烃源岩。煤系内致密砂岩在山西组-本溪组均有分布, 其中, 太原组内致密砂岩在厚度及含气性方面均优于其他地层。不同层位的暗色泥岩层厚度差异较大, 山西组泥岩厚度最大, 为 60~100 m; 太原组和本溪组泥岩厚度接近, 主要分布在 15~45 m, 部分厚度小于 15 m。

根据煤系气储层空间发育和展布特征, 结合储层物性及含气性特点, 可将煤系内部生储盖组合划分为下生上储-自生自储复合型、下生上储-自生自储-上生下储复合型、下生上储-上生下储复合型^[20]。目前研究区成功进行煤系气合采的产层组合大部分为下生上储-自生自储型, 且 LX-4—10 井、LX-13—16 井、LX-103 井

中均存在该套产层组合,为此本次以此类型为基础,进行压裂数值模拟。

模型尺寸为 $200\text{ m} \times 30\text{ m} \times 40\text{ m}$, 为 6 层结构, 其中包括煤层 1 层(储层), 单层厚度 2 m ; 砂岩 3 层(储层), 单层厚度 10 m ; 泥岩 2 层(隔层), 单层厚度 4 m , 注入点及初始破坏单元皆位于中部砂岩层中(图 2)。根据多口井的实验测试和测井反演, 确定模型中岩石物性参数及地应力大小(表 1)。

实验研究地应力差、层间弹性模量差、层间抗拉强度差、层间泊松比差、压裂液黏度和泵注排量参数对裂缝穿层扩展的影响。本文所分析的参数及数值见表 2。

2.3 模型验证

为验证模型的可靠性, 将 LX-103 井太原组模拟结果与实际压裂结果进行对比分析。结果显示, 模拟结果

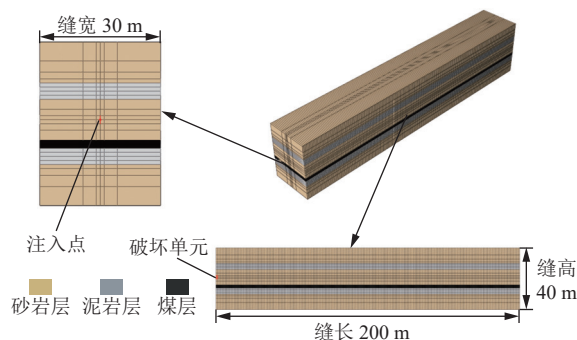


图 2 三维模型岩层位置

Fig.2 Locations of rock layers in the 3D model

中裂缝高度为 21 m , 半缝长为 159 m , 实际压裂结果中裂缝高度为 20 m , 半缝长为 160 m , 缝高误差为 5% , 半缝长误差为 0.625% , 模拟结果总体上与实际压裂结果相符。

表 1 储层模拟基本参数

Table 1 Fundamental parameters for reservoir simulation

储层	弹性模量/GPa	泊松比	抗拉强度/MPa	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	孔隙率/%	最大水平主应力/MPa	最小水平主应力/MPa	垂向压力/MPa	初始孔隙压力/MPa
砂岩	43.00	0.21	8.0	0.54	7.660				
煤	5.95	0.39	1.3	2.15	5.140	52	37	39.5	19
泥岩	40.00	0.23	6.5	0.19	0.624				

表 2 储层模拟参数

Table 2 Parameters for reservoir simulation

参数	数值
泥岩弹性模量/GPa	34~46
泥岩泊松比	0.17~0.32
泥岩抗拉强度/MPa	3.5~9.5
泥岩最小水平主应力/MPa	33~41
压裂液黏度/($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	1~200
泵注排量/($\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1}$)	1~9

3 结果与讨论

通过建立的三维模型, 根据不同研究内容, 改变相关地质参数和工程参数, 开展数值模拟并进行对比分析。

3.1 地质参数对裂缝形态的影响

3.1.1 储隔层最小水平主应力差

本次研究中, 通过改变泥岩隔层的最小水平主应力来控制储隔层最小水平主应力差。根据应力测试数据, 各岩层最小水平主应力均设置为 37 MPa , 隔层最小水平主应力分别设置为 33 、 35 、 37 、 39 、 41 MPa , 即最小水平主应力差 $\Delta\sigma$ 分别为 4 、 2 、 0 、 -2 、 -4 MPa 。

模拟结果显示, 不同储隔层最小水平主应力差下模型的裂缝缝高介于 $21.6\sim 25.2\text{ m}$, 缝宽介于 $8.55\sim 9.16\text{ mm}$ (图 3)。当储隔层最小水平主应力差分别为 4 、 2 、 0 、 -2 MPa 时, 裂缝均穿过下部泥岩隔层, 当改变

泥岩层的最小水平主应力时, 裂缝宽度在不同岩层呈现出不同的变化趋势。裂缝在砂岩层的宽度随着储隔层最小水平主应力差的增大而减小, 在泥岩层的宽度随着储隔层最小水平主应力差的增大而增大, 即该岩层相对最小水平主应力越大, 裂缝的宽度越小。这是因为随着泥岩层最小水平主应力的增大, 裂缝需要积蓄更大的压力突破泥岩隔层, 导致砂岩层中裂缝随着储隔层最小水平主应力差增大而减小的现象; 当裂缝即将穿过泥岩隔层时, 由于最小水平主应力越大的泥岩隔层中压裂液提供的压力越大, 使裂缝可以更快穿透上部砂岩储层, 从而减少了裂缝为穿透砂岩层而在泥岩隔层积蓄压力导

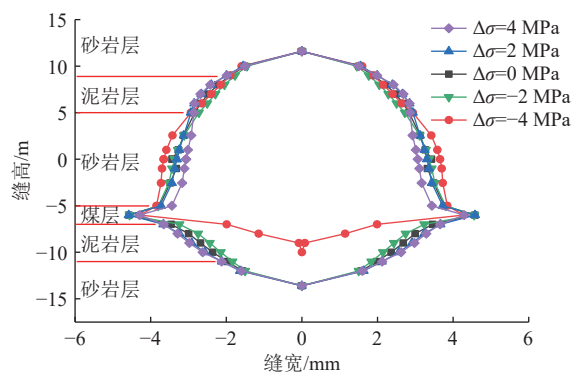


图 3 储隔层最小水平主应力差对裂缝垂向几何形态的影响

Fig.3 Impacts of the difference in minimum horizontal in-situ stress between reservoirs and barriers on the vertical geometrical morphology of fractures

致裂缝宽度增加的现象。在压裂液注入总量不变的条件下,缝长主要与垂向裂缝几何形态的面积有关,这也解释了当储隔层最小水平主应力差为 4 MPa 时,缝长增加的变化趋势(图 4)。

当储隔层最小水平主应力差达到 -4 MPa 时,裂缝没有穿透下部泥岩隔层,被限制在上部岩层中,此时,裂缝有足够大的能量向前扩张,使裂缝缝长急剧增加。由于地应力不同其所对应的裂缝横向形态也不同(图 5)。当隔层最小水平主应力较大时,缝长最大位置出现在砂岩和煤层交界处,即注入点高度附近(图 5a、图 5b);当隔层最小水平主应力较小时,缝长最大位置出现在泥岩隔层位置(图 5c)。

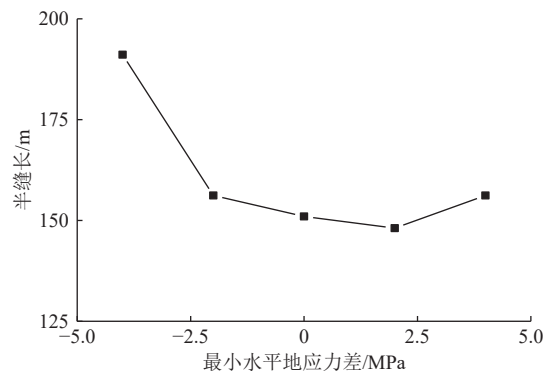


图 4 储隔层最小水平主应力差对缝长的影响

Fig.4 Impacts of the difference in minimum horizontal in-situ stress between reservoirs and barriers on fracture length

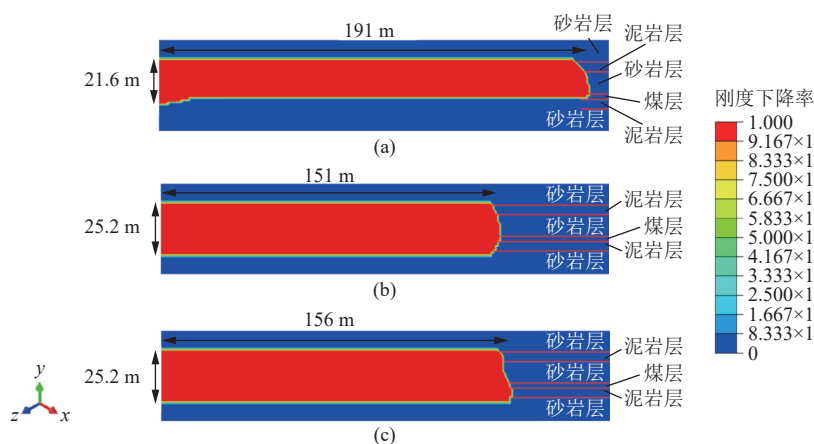


图 5 裂缝横向形态

Fig.5 Transverse morphologies of fractures

3.1.2 储隔层抗拉强度差

岩层抗拉强度是影响裂缝发育的重要因素,较强的岩层抗拉强度会阻碍裂缝的扩展。煤、砂岩储层抗拉强度分别设置为 1.3、8.0 MPa。泥岩隔层抗拉强度分别设为 3.5、5.0、6.5、8.0、9.0 MPa,在其他参数保持不变的情况下,对应的储隔层抗拉强度差 ΔR_m 分别为 4.5、3.0、1.5、0、-1.5 MPa。

模拟结果显示,不同储隔层抗拉强度差下模型压裂裂缝的缝高介于 18.6~30.9 m,缝宽介于 6.78~9.16 mm,整体呈现出储隔层抗拉强度差越大,缝高越大、缝长越小的现象(图 6,图 7)。由于抗拉强度减小,岩石形变会由均匀塑性形变转为集中塑性形变^[21],导致岩石更易破裂,所以隔层较小的抗拉强度有利于提升多类型储层体积压裂的效果。

3.1.3 储隔层弹性模量差和泊松比差

在模拟实验中,煤储层弹性模量为 5.95 GPa,泊松比为 0.39;砂岩储层弹性模量为 43 GPa,泊松比为 0.21。将泥岩隔层弹性模量设置为 34、37、40、43、46 GPa,对应的储隔层弹性模量差 ΔE 为 9、6、3、0、-3 GPa。

另外,将泥岩隔层泊松比设置为 0.17、0.19、0.21、0.23、0.25,对应的储隔层泊松比差 $\Delta \nu$ 分别为 0.04、0.02、0、-0.02、-0.04,其他参数保持不变。

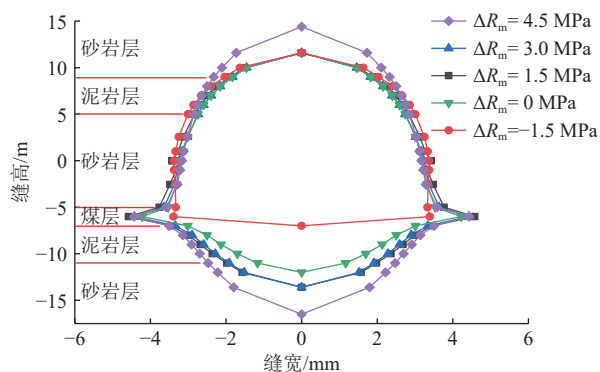


图 6 储隔层抗拉强度差对裂缝垂向几何形态的影响

Fig.6 Impacts of the difference in tensile strength between reservoirs and barriers on the vertical geometrical morphology of fractures

不同的储隔层弹性模量差下,裂缝的缝高均为 25.2 m,缝宽介于 8.98~9.19 mm;不同的储隔层泊松比差下,裂缝的缝高均为 25.2 m,缝宽介于 8.98~9.30 mm(图 8)。

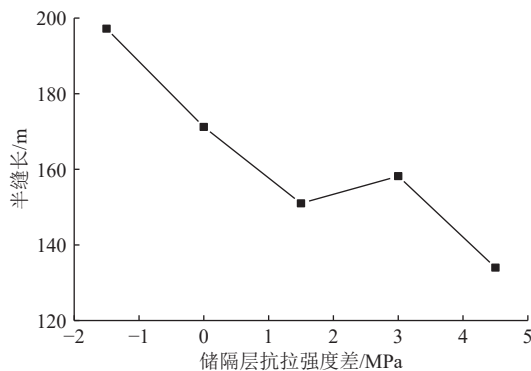


图 7 储隔层抗拉强度差对缝长的影响

Fig.7 Impacts of the difference in tensile strength between reservoirs and barriers on fracture length

各曲线间差异极小,说明储隔层弹性模量差和泊松比差对裂缝在层间扩展影响较小,这与弹性模量和泊松比是衡量储层可压性的关键参数的认识不一致^[22-24]。

为了进一步验证,本文统计了近年来水力压裂模拟结果^[25-33]和临兴地区实际裂缝监测数据(图 9)。结果显示,仅文献[29]的研究表明缝长随着弹性模量和泊松比增大而下降,但弹性模量由 12 GPa 增大到 48 GPa 的过程中,缝长仅减小了 20%;随泊松比由 0.116 增大至 0.464 的过程中仅减少 9%(图 9b、图 9d)。也就是说,弹性模量和泊松比对缝高和缝长的延伸影响极小,这与实际压裂监测数据相一致。

3.2 工程参数对裂缝形态的影响

在实际开采过程中,地层参数可供选择范围有限,且难以改变,施工中主要通过调节工程参数来改变压裂效果^[34-38]。其中,压裂液黏度和排量是影响裂缝扩展的重要因素。在实验模拟中压裂液的泵注排量 Q 分别设置为 1、2、4、6、9 m³/min。另外,将压裂液的黏度 μ 分别设置为 1、20、50、100、200 mPa·s。

从实验结果来看,压裂液的泵注排量、黏度的变化对裂缝垂向几何形态存在影响(图 10)。不同泵注排量下,裂缝的缝高和缝宽分别介于 16.0~25.2 m 和 4.31~10.68 mm,整体呈现出压裂液泵注排量越大裂缝延展

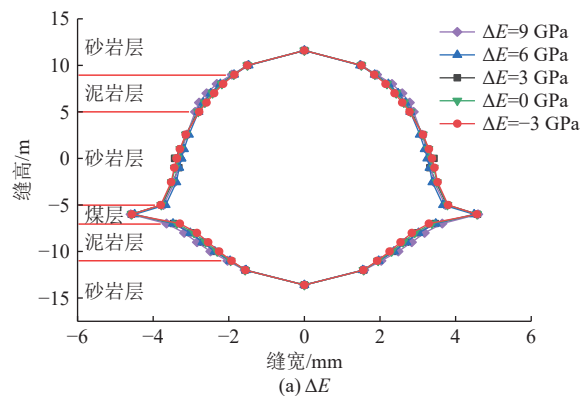
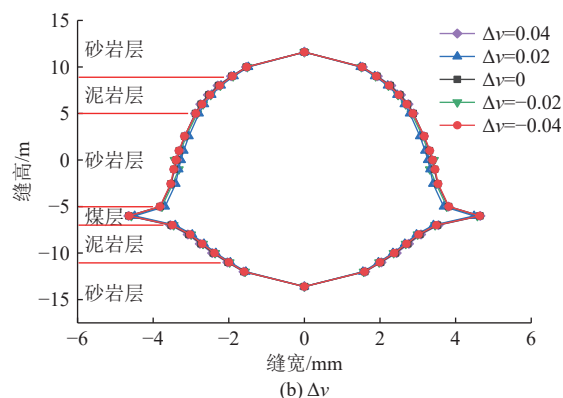
(a) ΔE (b) $\Delta \nu$

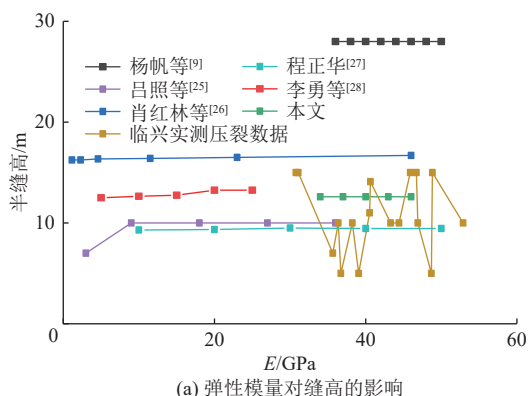
图 8 储隔层弹性模量差和泊松比差对裂缝垂向几何形态的影响

Fig.8 Impacts of the differences in modulus of elasticity and Poisson's ratio between reservoirs and barriers on the vertical geometrical morphology of fractures

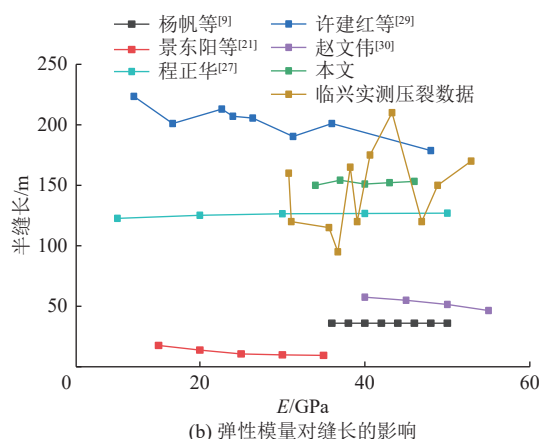
越大,缝长也随着泵注排量的增加而呈现出明显的增加趋势(图 11a);不同黏度下,裂缝的缝高均为 25.2 m,缝宽介于 7.62~9.92 mm(图 10b)。总体规律为,缝宽随着压裂液黏度的增大而增大,缝长随着压裂液黏度的增大而减小(图 11b)。

3.3 裂缝穿层能力

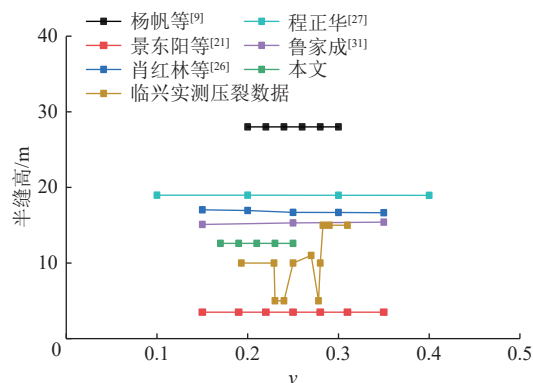
前人研究多集中于单储层压裂,希望将裂缝限制在储层内部(裂缝控高)^[39-43]。而多储层压裂需要较大的缝高来满足其同时压裂多个储层的目的。除缝高外,裂缝的穿层能力是衡量多储层压裂的一项重要指标,本文



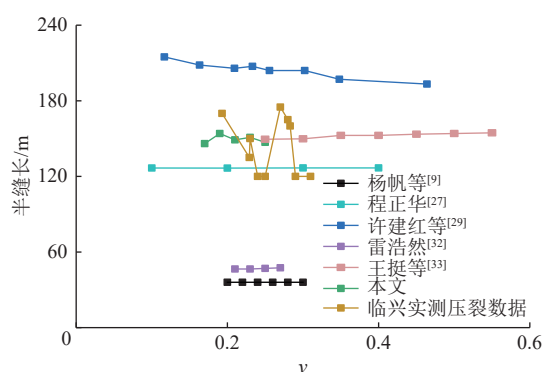
(a) 弹性模量对缝高的影响



(b) 弹性模量对缝长的影响



(c) 泊松比对缝高的影响



(d) 泊松比对缝长的影响

图 9 弹性模量和泊松比对缝高和缝长的影响

Fig.9 Impacts of modulus of elasticity and Poisson's ratio on fracture height and length

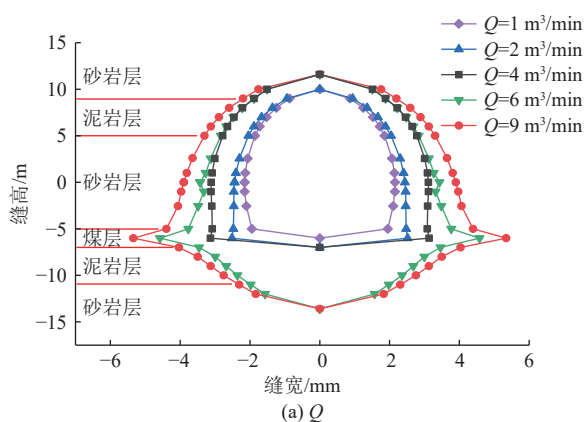
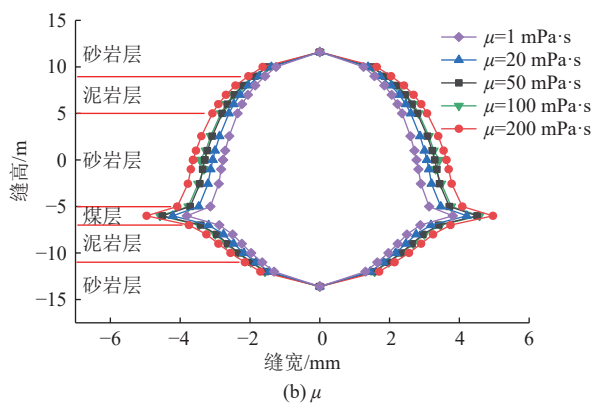
(a) Q (b) μ

图 10 工程参数对裂缝垂向几何形态的影响

Fig.10 Impacts of different engineering parameters on the geometrical morphology of fractures

通过压裂过程中裂缝穿过上层泥岩的时间来表征。

结果显示,在裂缝未被限制在上部岩层中时,储隔层的最小水平主应力差、抗拉强度差和弹性模量差越大裂缝突破泥岩隔层的时间越短(图 12)。由图 12b 显示,泊松比的变化对其突破上层泥岩隔层所需时间并没有明显趋势。综上所述,储隔层最小水平主应力差、抗拉强度差和弹性模量差对煤系储层合采压裂过程中裂缝的穿层能力有一定影响,泊松比差对裂缝的穿层能力影响不大。

工程参数方面,压裂液的泵注排量和黏度对裂缝的

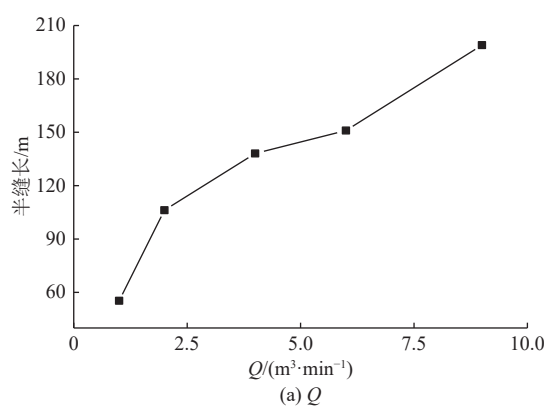
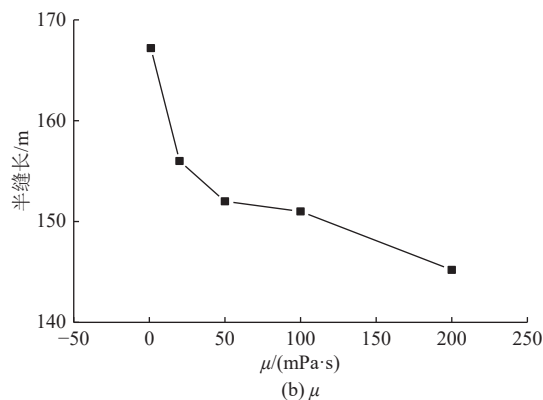
(a) Q (b) μ

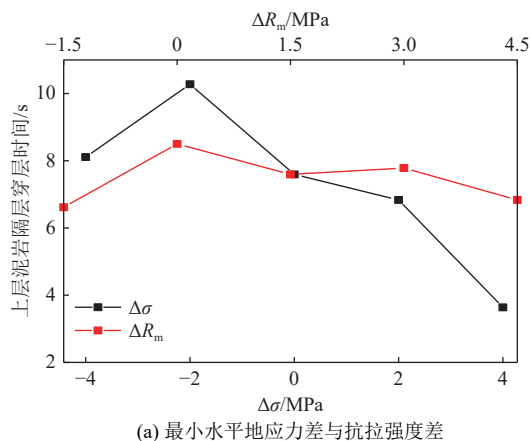
图 11 工程参数对裂缝长度的影响

Fig.11 Impacts of different engineering parameters on fracture length

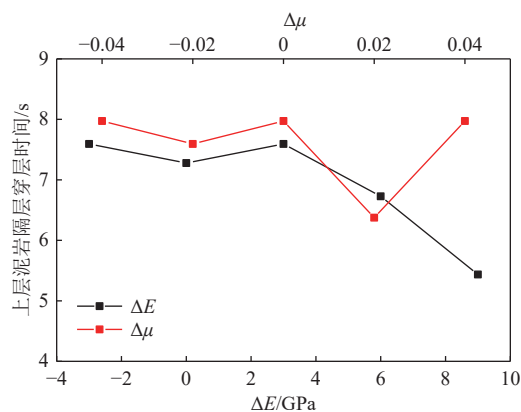
穿层时间影响较大。整体来看,压裂液泵注排量越大裂缝突破泥岩隔层的时间越短;压裂液黏度增加裂缝突破泥岩隔层的时间呈先增加后减小的趋势(图 13)。

3.4 合采储层压裂建议

综上,为了保证合采效果,在煤系气合采选层时,需重点关注储隔层最小水平主应力差、抗拉强度差这两个关键因素。储隔层的最小水平主应力差直接影响裂缝的扩展,理想范围应在 0~4 MPa,以避免过大的应力差限制裂缝缝高并导致隔层裂缝过长。其次,储隔层的抗拉强度差大于 4.5 MPa 时有利于裂缝在垂向的扩展。



(a) 最小水平地应力差与抗拉强度差



(b) 弹性模量差与泊松比差

图 12 地质参数对裂缝穿层能力的影响

Fig.12 Impacts of different geological parameters on fractures' capacity to penetrate strata

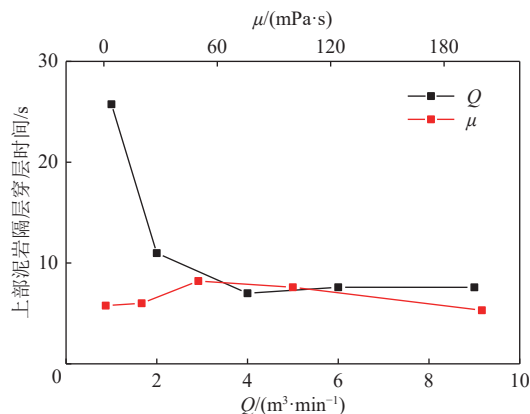


图 13 工程参数对裂缝穿层能力的影响

Fig.13 Impacts of different engineering parameters on fractures' capacity to penetrate strata

泊松比虽对裂缝形态影响有限,但需注意其对裂缝起裂角的潜在影响^[44]。此外,在储隔层性质相似时裂缝更易穿透,而在性质差异较大的岩层交界处,裂缝会优先向较薄弱层扩展。工程方面,增加压裂液泵注排量至 $4 \text{ m}^3/\text{min}$ 以上,能显著增加裂缝波及面积和穿层能力,而压裂液黏度则需控制在 $50 \sim 200 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,以优化缝宽与缝高的关系。

4 结论

(1) 储隔层最小水平主应力差、抗拉强度差、泵注排量和黏度是深部煤系气合采压裂裂缝扩展的主控因素,各值增大,裂缝的缝高和缝宽也随之增大。且在较大的储隔层最小水平主应力差、抗拉强度差和压裂液泵注排量下,裂缝的穿层能力会大幅增强。

(2) 不同类型储层内裂缝宽度主要受最小水平主应力差影响。在致密砂岩层内裂缝宽度随储隔层最小水平主应力差的增大而减小,在泥岩层内随着最小水平主应力差的增大而增大,即该岩层相对最小水平主应力越大,裂缝宽度越小。

(3) 弹性模量对缝高和缝长的延伸影响较小,其对压裂的影响主要体现在裂缝的穿层能力上。而泊松比的变化对裂缝的扩展和穿层能力几乎没有影响。

(4) 产层组合优选中,应首先选择储隔层最小水平主应力差在 $0 \sim 4 \text{ MPa}$,抗拉强度差大于 4.5 MPa 的井位进行合采压裂。同时压裂液排量大于 $4 \text{ m}^3/\text{min}$,压裂液黏度控制在 $50 \sim 200 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,以达到最优压裂效果。

符号注释:

C 为固体与流体变形的耦合参数; G 为多孔介质的 Lamé 参数; G^C 为混合模式下裂缝单元总临界能量释放率, $\text{Pa} \cdot \text{m}$; G_n^C 和 G_s^C 分别为裂缝单元破坏所需的切向、法向临界断裂能量释放率, $\text{Pa} \cdot \text{m}$; G_s 、 G_t 、 G_n 分别为法向、第一切向及第二切向断裂能 G_T 为实际总能量释放率, $\text{Pa} \cdot \text{m}$; M 为孔隙流体的弹性参数; p 为孔隙压力, Pa ; t 为牵引应力矢量; W 为单元刚度矩阵; γ_{ij} 为应力张量, Pa ; λ 为多孔介质的 Lamé 参数; ε_v 和 ε_{ij} 分别为体积应变和应变张量; δ_{ij} 为克罗内克函数 (i 和 j 表示三维空间中的 6 个分量); ζ 为流体相对于固体变形的体积应变参数; ε_n 、 ε_s 、 ε_t 为名义应变 (n 、 s 、 t 表示三维空间的三个分量); η 为材料参数。

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

参考文献(References)

- [1] 郑民, 李建忠, 吴晓智, 等. 我国常规与非常规天然气资源潜力、重点领域与勘探方向[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(10): 1383–1397.
ZHENG Min, LI Jianzhong, WU Xiaozhi, et al. China's conventional and unconventional natural gas resource potential, key exploration fields and direction[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(10): 1383–1397.

- [2] 米立军, 朱光辉. 鄂尔多斯盆地东北缘临兴—神府致密气田成藏地质特征及勘探突破[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(3): 53–67.
MI Lijun, ZHU Guanghui. Geological characteristics and exploration breakthrough in Linxing-Shenfu tight gas field, northeastern Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3): 53–67.
- [3] 陈刚, 胡宗全. 鄂尔多斯盆地东南缘延川南深层煤层气富集高产模式探讨[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1572–1579.
CHEN Gang, HU Zongquan. Discussion on the model of enrichment and high yield of deep coalbed methane in Yanchuannan area at Southeastern Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1572–1579.
- [4] 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.
- [5] 李国璋. 煤系气合采层贡献及其预测模型: 以鄂尔多斯盆地临兴—神府地区为例[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2020.
LI Guozhang. Contribution and its prediction model of production strata for joint CMG mining: A case from Linxing-Shenfu Area in Ordos Basin, China[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2020.
- [6] HUANG Bingxiang, LIU Jiangwei. Experimental investigation of the effect of bedding planes on hydraulic fracturing under true tri-axial stress[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2017, 50(10): 2627–2643.
- [7] TAN Peng, JIN Yan, YUAN Liang, et al. Understanding hydraulic fracture propagation behavior in tight sandstone–coal interbedded formations: An experimental investigation[J]. *Petroleum Science*, 2019, 16(1): 148–160.
- [8] HOU Bing, CHEN Mian, LI Zhimeng, et al. Propagation area evaluation of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(6): 833–838.
- [9] 杨帆, 梅文博, 李亮, 等. 薄互层致密砂岩水力压裂裂缝扩展特征研究[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(7): 61–71.
YANG Fan, MEI Wenbo, LI Liang, et al. Propagation of hydraulic fractures in thin interbedded tight sandstones[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(7): 61–71.
- [10] HUANG Bingxiang, LIU Jiangwei. Fully three-dimensional propagation model of horizontal borehole hydraulic fractures in strata under the effect of bedding planes[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2018, 36(5): 1189–1209.
- [11] TAN Peng, JIN Yan, HAN Ke, et al. Vertical propagation behavior of hydraulic fractures in coal measure strata based on true tri-axial experiment[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 158: 398–407.
- [12] SMITH M B, BALE A B, BRITT L K, et al. Layered modulus effects on fracture propagation, proppant placement, and fracture modeling[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, SPE, 2001: SPE-71654-MS.
- [13] 曹代勇, 聂敬, 王安民, 等. 鄂尔多斯盆地东缘临兴地区煤系气富集的构造—热作用控制[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1526–1532.
CAO Daiyong, NIE Jing, WANG Anmin, et al. Structural and thermal control of enrichment conditions of coal measure gases in Linxing block of eastern Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1526–1532.
- [14] 张晓丽, 何金先, 董守华, 等. 临兴地区太原组下段煤系泥页岩中战略性金属元素镓富集特征及成因分析[J]. 沉积学报, 2022, 40(6): 1676–1690.
ZHANG Xiaoli, HE Jinxian, DONG Shouhua, et al. Enrichment characteristics and genetic analysis of the strategic metal element gallium in coal-measure shale, Lower Taiyuan Formation, Linxing area[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2022, 40(6): 1676–1690.
- [15] 秦勇, 申建, 沈玉林, 等. 鄂尔多斯盆地东北缘中深层煤层气勘探潜力评价与开发可行性研究项目技术总结报告[R]. 徐州: 中国矿业大学, 2016.
- [16] 范立勇, 周国晓, 杨兆彪, 等. 鄂尔多斯盆地深部煤层气差异富集的地质控制[J/OL]. 煤炭科学技术, 2024 (2024-09-12). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2402.TD.20240911.2005.001.html>.
FAN Liyong, ZHOU Guoxiao, YANG Zhaobiao, et al. Geological control of differential enrichment of deep coalbed methane in the Ordos Basin[J/OL]. *Coal Science and Technology*, 2024 (2024-09-12). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2402.TD.20240911.2005.001.html>.
- [17] 张春良. 河东煤田中部本溪组—山西组含气系统及沉积控制[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2017.
ZHANG Chunliang. The gas-bearing system and sedimentary control from Benxi to Shanxi Formation in middle part of Hedong Coalfield[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2017.
- [18] 凌兴杰, 陈琦, 黄志强. 考虑天然裂缝的页岩储集层多裂缝竞争扩展三维模拟[J/OL]. 特种油气藏, 2024 (2024-08-16). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/21.1357.TE.20240815.1545.010.html>.
LING Xingjie, CHEN Qi, HUANG Zhiqiang. Three-dimensional simulation of multi-fracture competition propagation in shale reservoir considering natural fractures[J/OL]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2024 (2024-08-16). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/21.1357.TE.20240815.1545.010.html>.
- [19] YANG Lei, CHEN Baixi. Extended finite element-based cohesive zone method for modeling simultaneous hydraulic fracture height growth in layered reservoirs[J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2024, 16(8): 2960–2981.
- [20] 孙泽飞. 临兴区块煤系非常规天然气共采可行性地质评价[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2016.
SUN Zefei. Geological evaluation for co-mining feasibility of unconventional natural gases in coal series from Linxing Block[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2016.
- [21] 景东阳, 李治平, 韩瑞刚. 致密储层水力压裂裂缝几何形态地质影响因素及控制方法[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(21): 9129–9136.
JING Dongyang, LI Zhiping, HAN Ruigang. Geological influencing factors and control methods of hydraulic fracturing fracture geometry in tight reservoir[J]. *Science Technology and Engineering*, 2022, 22(21): 9129–9136.
- [22] 陈凯, 段永伟, 于雪盟, 等. 松南盆地情字外前缘砂页交互储层

- 可压性评价[J]. 油气井测试, 2024, 33(4): 66–72.
- CHEN Kai, DUAN Yongwei, YU Xuemeng, et al. Fracturability evaluation on sand-shale interbedded reservoir at forefront of Qingzi margin in Songnan Basin[J]. Well Testing, 2024, 33(4): 66–72.
- [23] 熊健, 吴俊, 刘向君, 等. 陆相页岩储层地质力学特性及对压裂效果的影响[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2023, 45(5): 69–80.
- XIONG Jian, WU Jun, LIU Xiangjun, et al. The geomechanical characteristics of the continental shale reservoirs and their influence on the fracturing effect[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2023, 45(5): 69–80.
- [24] 田晓冬, 魏博, 梁忠奎, 等. 南堡凹陷 4 号构造中深层储层可压性综合评价[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2023, 20(4): 33–42.
- TIAN Xiaodong, WEI Bo, LIANG Zhongkui, et al. Comprehensive evaluation of compressibility of mid-deep reservoirs in No. 4 structure of Nanpu Sag[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2023, 20(4): 33–42.
- [25] 吕照, 潘丽燕, 郝丽华, 等. 砂泥岩互层水力压裂裂缝穿层扩展影响因素数值模拟[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(6): 729–738.
- LYU Zhao, PAN Liyan, HAO Lihua, et al. Numerical simulation of factors influencing hydraulic fracture propagation in sandstone-mudstone interbedded reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(6): 729–738.
- [26] 肖红林, 黎凯, 侯甫, 等. JH 区块沙溪庙组致密砂岩气藏压裂缝高影响规律研究[J]. 科技和产业, 2023, 23(23): 196–207.
- XIAO Honglin, LI Kai, HOU Fu, et al. Study on the influencing law of fracturing fracture height in tight sandstone gas reservoir of Shaximiao Formation in JH block[J]. Science Technology and Industry, 2023, 23(23): 196–207.
- [27] 程正华. 基于多裂缝扩展形态的水平井压裂施工参数优化[D]. 大庆: 东北石油大学, 2022.
- CHENG Zhenghua. Optimization of fracturing parameters for horizontal wells based on multi-fracture propagation law[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2022.
- [28] 李勇, 陈涛, 马啸天, 等. 煤层顶板间接压裂裂缝扩展机制及影响因素[J]. 煤炭科学技术, 2024, 52(2): 171–182.
- LI Yong, CHEN Tao, MA Xiaotian, et al. Extension mechanism and influencing factors of indirect fracturing fractures on coal seam roof[J]. Coal Science and Technology, 2024, 52(2): 171–182.
- [29] 许建红, 崔啸龙, 姜恩元. 致密砂岩储层水平井水力压裂裂缝参数影响因素数值模拟[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(5): 154–159.
- XU Jianhong, CUI Xiaolong, JIANG Enyuan. Numerical simulation of influencing factors of hydraulic fracture parameters of horizontal wells in tight sandstone reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(5): 154–159.
- [30] 赵文伟. 深层海相页岩压裂裂缝扩展行为研究[D]. 荆州: 长江大学, 2023.
- ZHAO Wenwei. Study on hydraulic fracture propagation behavior of deep marine shale[D]. Jingzhou: Yangtze University, 2023.
- [31] 鲁家成. 基于 ABAQUS 软件的水力压裂裂缝扩展研究[J]. 山西冶金, 2024, 47(5): 105–106.
- LU Jiacheng. Research on hydraulic pressure crack propagation based on ABAQUS software[J]. Shanxi Metallurgy, 2024, 47(5): 105–106.
- [32] 雷浩然. 低渗透储层水平井分段多簇压裂裂缝扩展研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2021.
- LEI Haoran. Research on fracture propagation of horizontal well with segmented multiple cluster fracturing in low permeability reservoir[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2021.
- [33] 王挺, 汪杰, 江厚顺, 等. 页岩水平井水力压裂裂缝扩展及防窜三维地质模拟[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(6): 720–728.
- WANG Ting, WANG Jie, JIANG Houshun, et al. 3D geological simulation of hydraulic fracture propagation and frac-hit prevention in horizontal shale gas wells[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(6): 720–728.
- [34] 李忠诚, 陈栗, 徐小红, 等. 基于多裂缝扩展形态的水平井压裂施工参数优化[J]. 能源与环保, 2024, 46(2): 1–9.
- LI Zhongcheng, CHEN Li, XU Xiaohong, et al. Optimization of fracturing operation parameters of horizontal wells based on multi fracture propagation patterns[J]. China Energy and Environmental Protection, 2024, 46(2): 1–9.
- [35] 胡凯. 考虑动态滤失系数的水力压裂施工参数优化[D]. 郑州: 郑州大学, 2021.
- HU Kai. Optimization of hydraulic fracturing operation parameters considering dynamic filtration coefficient[D]. Zhengzhou: Zhengzhou University, 2021.
- [36] 田克寒. 基于扩展有限元法的水力压裂施工参数优化[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2018.
- TIAN Kehan. The Optimization of hydraulic fracturing construction parameter based on XFEM[D]. Dongying: China University of Petroleum (Huadong), 2018.
- [37] 孙四清, 李文博. 井下碎软煤层顶板加砂分段压裂瓦斯高效抽采技术[J]. 工矿自动化, 2022, 48(12): 101–107.
- SUN Siqing, LI Wenbo. High-efficiency gas extraction technology of staged fracturing roof with sand of underground broken and soft coal seam[J]. Journal of Mine Automation, 2022, 48(12): 101–107.
- [38] 周文高, 王素兵, 杨焕强. 考虑页岩弱层理的水力裂缝扩展路径三维数值模拟[J]. 钻采工艺, 2021, 44(3): 15–19.
- ZHOU Wengao, WANG Subing, YANG Huanqiang. Three-dimensional numerical simulation of hydraulic fracture propagation path considering weak shale bedding[J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44(3): 15–19.
- [39] 陈玲. 多方法控制压裂裂缝高度的技术及实践[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38(15): 157–158.
- CHEN Ling. Technology and practice of multi-method control of fracture height[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2018, 38(15): 157–158.
- [40] 胡永全, 谢朝阳, 赵金洲, 等. 海拉尔盆地人工隔层控缝高压裂技术研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(1): 70–72.
- HU Yongquan, XIE Chaoyang, ZHAO Jinzhou, et al. Fracture height control by artificial barrier in Hailaer basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009, 31(1): 70–72.

- [41] 刘向君,王小军,赵保伟,等.砂砾岩储集层水力压裂裂缝扩展规律与可压性评价[J].新疆石油地质,2023,44(2):169-177.
LIU Xiangjun, WANG Xiaojun, ZHAO Baowei, et al. Propagation of hydraulic fractures and fracability evaluation of sandy conglomerate reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(2): 169-177.
- [42] 刘晶.海拉尔盆地控制裂缝高度压裂技术研究[D].大庆:大庆石油学院,2010.
LIU Jing. Study on fracturing techniques of controlling fractures height in Hailar Basi[D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2010.
- [43] 吕振虎,外力·阿不力米提,邬国栋,等.化学胶塞在控制压裂裂缝高度中的探索与应用[J].钻采工艺,2022,45(5):144-149.
LYU Zhenhu, WAILI Albumitti, WU Guodong, et al. Exploration and application of chemical rubber plug in artificial crack height control technology[J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45(5): 144-149.
- [44] 董卓.岩石水力裂缝起裂与扩展特性的理论及数值模拟研究[D].大连:大连理工大学,2020.
DONG Zhuo. Theoretical and numerical simulation of the rock hydraulic fracture initiation and propagation behavior[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2020.

(责任编辑 范章群)