

引用格式: 李雪彬, 金力新, 陈超峰, 等. 深层煤岩气水平井压裂关键技术——以准噶尔盆地白家海地区侏罗系为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 629–637.

LI Xuebin, JIN Lixin, CHEN Chaofeng, et al. Key technologies of horizontal well fracturing for deep coal-rock gas: A case study of Jurassic in Baijiahai area, Junggar Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 629–637.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.04.013

深层煤岩气水平井压裂关键技术

——以准噶尔盆地白家海地区侏罗系为例

李雪彬¹, 金力新¹, 陈超峰¹, 俞天喜², 向英杰¹, 易多³

(1. 中国石油新疆油田分公司勘探事业部, 新疆 克拉玛依 834000; 2. 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 3. 西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610500)

摘要: 目前准噶尔盆地白家海地区侏罗系煤层具有弹性模量低、泊松比高以及硬度低的特性, 直井水力压裂过程中存在加砂困难和产气量低等问题。为此, 确定了“验证+探索”的技术路线, 现场验证簇间是否干扰, 探索不同压裂液的增产效果。研究结果表明: ①通过直井现场试验表明, 优先选择煤层作为水平井钻进的目标层, 可以获得更好的开发效果; ②簇间距、排量、黏度、支撑剂粒径与加砂规模是解决加砂困难和改造体积的重要参数, 建议采用大排量、高黏度和组合加砂的压裂工艺; ③经现场应用, 冻胶压裂液造长缝和水平井细分切割体积改造是实现准噶尔盆地白家海地区侏罗系深层煤岩气效益增产的有效工艺措施, 并取得了显著效果。研究的成功为深层煤岩气的勘探和开发提供了技术上的突破和支持, 对准噶尔盆地煤岩气资源开发具有重要意义。

关键词: 准噶尔盆地; 白家海地区; 深层煤岩气; 水力压裂; 水平井

中图分类号: TE37

文献标识码: A

Key technologies of horizontal well fracturing for deep coal-rock gas: A case study of Jurassic in Baijiahai area, Junggar Basin

LI Xuebin¹, JIN Lixin¹, CHEN Chaofeng¹, YU Tianxi², XIANG Yingjie¹, YI Duo³

(1. Exploration Department, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China;

2. Engineering Technology Research Institute, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China;

3. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: The Jurassic coal seam in the Baijiahai area of the Junggar Basin is characterized by a low elastic modulus, high Poisson's ratio, and low hardness, presenting challenges in vertical well hydraulic fracturing such as difficulty in sanding and low gas production. To address these issues, a technical approach of “verification + exploration” was implemented. This involved on-site verification of cluster interference and exploration of the effects of different fracturing fluids on increasing production. Key findings from this approach include: ① Field Tests on Vertical Wells: It was observed that targeting coal seams as the preferred layer for horizontal well drilling could yield better development outcomes. ② Optimization of Fracturing Parameters: Important parameters that affect sanding difficulties and stimulation volume include cluster spacing, displacement, viscosity, proppant particle size, and sanding scale. A fracturing technology combining large displacement, high viscosity, and extensive sanding is recommended. ③ Field Application of Fracturing Fluids: The use of gel fracturing fluids for long fractures and the subdivision cutting volume transformation in horizontal wells have proven to be effective techniques. These processes have significantly enhanced the production benefits of deep Jurassic coal-rock gas in the Baijiahai area, achieving remarkable results. The success of this study provides a technical breakthrough and support for the exploration and development of deep coal-rock gas, holding significant implications for the development of coal-rock gas resources in the Junggar Basin.

Keywords: Junggar Basin; Baijiahai area; deep coal-rock gas; hydraulic fracturing; horizontal well

非常规油气资源, 包括煤层气、页岩气和致密砂岩气的勘探逐步深入, 沁水盆地南部煤层气主力开发区埋深超过1 000 m或1 200 m^[7], 鄂尔多斯东缘勘探开发深度

收稿日期: 2023-10-11。

第一作者简介: 李雪彬(1970—), 男, 本科, 高级工程师, 从事试油、试井、储层技术研究。地址: 新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区迎宾路66号, 邮政编码: 834000。E-mail: lixbin@petrochina.com.cn

基金项目: 中国石油科技项目“深层煤层气成藏理论与效益开发技术研究”(2023ZZ18)。

突破2 000 m^[8-10]。秦勇等^[11]采用侧压系数(最大、最小水平主应力平均值与垂直应力的比值)和含气量反转表征“临界深度”,地应力状态和含气量是深部煤层“临界深度”的划分依据;郭绪杰等^[12]首次提出了煤岩气的概念,这种煤岩气在埋深、天然气来源、赋存方式、储层条件和渗流特征等方面与常规煤层气相比存在较大差异,属于介于常规气和煤层气之间的新型天然气资源类型^[13]。白家海凸起位于准噶尔盆地东部,侏罗系西山窑组煤层分布较稳定,埋深大多超过2 000 m,西山窑组煤层分布面积为6 665 km²,厚度介于5~20 m。

倪方杰^[14]采用了低黏度、大排量、大液量、高砂比的改造工艺对白家海地区深部煤层进行改造,效果较好,但总体加砂量较低;聂志宏等^[15]指出采用“长水平段+多段多簇+大砂量”的压裂技术能够有效提高单井的控制储量,增大有效改造体积,显著提高单井产量;桑树勋等^[16]指出对于华东地区高温、高压条件下直井或定向井压裂方式开采方式难以释放产能,水平井开发方式对深部煤层具有较大的应用前景;苏育飞等^[17]指出基于对研究区改造等级的划分,针对不同等级采用不同的井型进行开发,因此,水平井体积压裂是实现深部煤层气高效开发的前提条件。增大改造体积,提高支撑缝长是深部煤层气增产的重要方向。白家海地区经过多年不断的探索,已有多口直井在深达2 000 m以上获得低产气流^[12,18],但面临施工压力大和加砂困难等增产瓶颈^[14],水平井压裂工艺和压裂液的选择缺乏实践和理论指导,因此,迫切需要改进现有的压裂改造技术来提高煤岩气的产量。通过对比直井不同压裂层位的施工情况,优选水平井钻进目标层,并将优化后的施工参数进行现场应用,为后期深部煤层的压裂提供了借鉴。

1 钻进目标层的优选

1.1 不同钻进目标层压裂施工情况

白家海地区侏罗系西山窑组主力煤岩视厚度介于10~20 m,纵向上表现为上薄(厚度介于2~4 m,横向变化大)、中夹矸(上下煤层之间发育2~4 m的夹矸层,平面变化大)、下厚(厚度介于4~10 m,相对稳定)的特点,见图1。

根据煤岩层地质特征,水平井目标靶区的选择存在夹矸层和下煤岩层2种方案:①沿夹矸层钻进,压裂改造如果能够同时沟通上下煤岩层,压裂增产效果更加理想。存在风险:如果水力裂缝主要沿夹矸延伸,上下煤岩均无法得到充分改造;②沿下煤岩层钻井,充分改造下煤岩层。存在风险:上部薄煤岩层可能无法改造。为确定最佳水平段目标层,因此,选择区域内2口开发井对不同目

标层段,运用相同的压裂工艺进行压裂改造,主要压裂施工参数见表1。

C3163井射孔井段为下煤岩层,压裂起始施工压力不高,支撑剂进入地层后井口压力持续爬升,施工压力由38 MPa增至63 MPa,分析认为煤岩中人工裂缝横向扩展困难,携砂液阶段缝内铺砂易造成桥堵。为避免砂堵,现场停止加砂。该井设计加砂40 m³,现场仅完成加砂23.2 m³,见图2a。

C3154井射孔井段为夹矸层,白家海地区西山窑组煤岩夹矸层岩性以泥岩为主,呈砂、泥互层状分布。该井压裂施工特征与C3163井相似,支撑剂进入地层后施工压力具有“缓慢爬升—快速下降—再次缓慢爬升—再次快速下降”的特征,分析近井地层可能存在桥堵,见图2b。

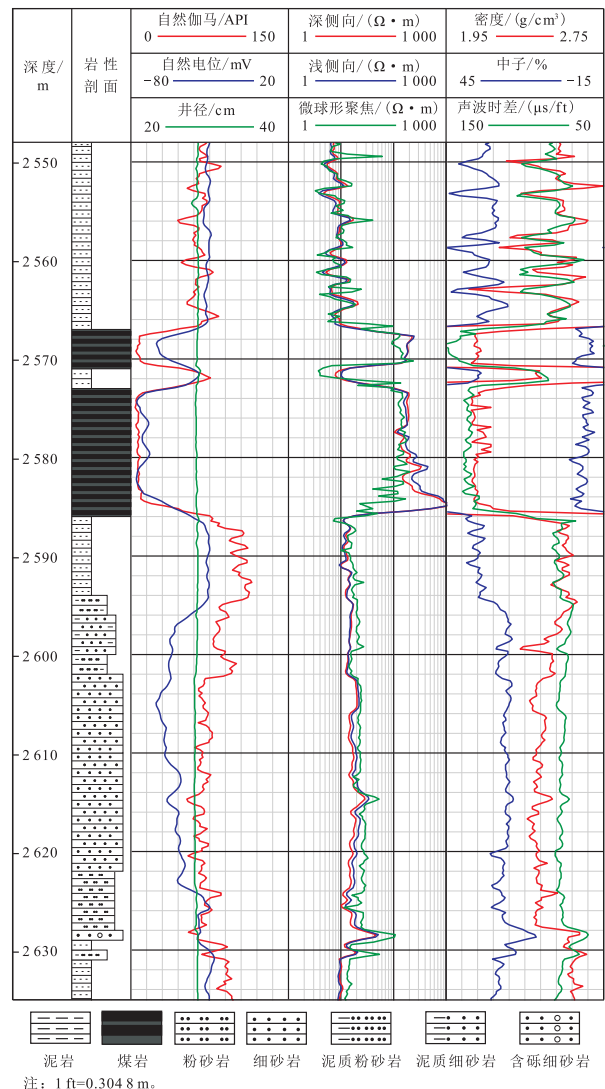


图1 准噶尔盆地白家海地区侏罗系西山窑组彩506井测井曲线

Fig. 1 Well logging curves of Well-Cai506 in Jurassic Xishanyao Formation of Baijiahai area, Junggar Basin

表1 准噶尔盆地白家海地区侏罗系西山窑组C3154井与C3163井压裂施工数据

Table 1 Fracturing operation data of Well-C3154 and Well-C3163 in Jurassic Xishanyao Formation of Baijiahai area, Junggar Basin

井名	井段/ m	射孔 位置	压裂液 类型	施工排量/ (m ³ /min)	压裂液量/ m ³	加砂量/ m ³	施工压力/ MPa	停泵压力/ MPa	日产气/ m ³
C3154井	2 422~2 434	夹矸层	胍胶	3~4	551.7	40.0	36~50	22.0	0
C3163井	2 431~2 435	下煤岩层	胍胶	3~4	387.2	23.2	20~58	41.2	800

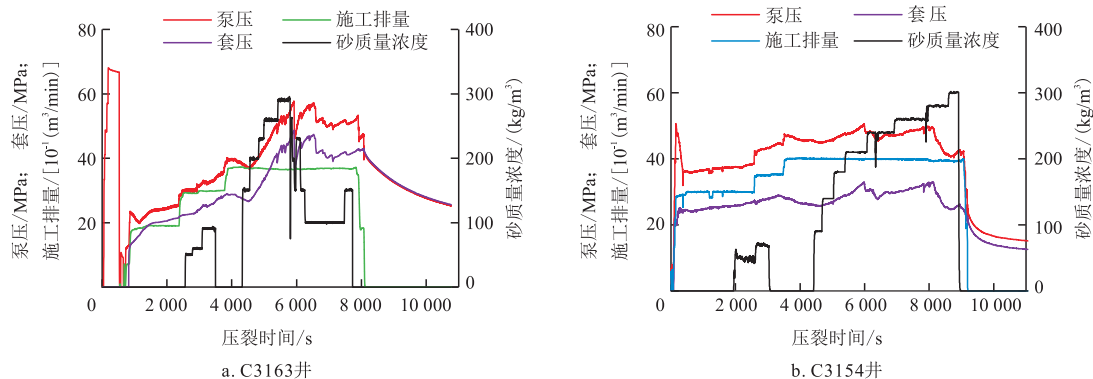


图2 压裂施工曲线

Fig. 2 Fracturing operation curve

1.2 水平段钻进目标层优选

对于水平段进目标层位的选择尤为关键,从C3154井和C3163井2口直井的射孔层选择情况来看,C3163井的压裂施工特征与C3154井相似,但加砂更为困难,施工压力波动幅度也更大。然而,C3154井压裂后未产生天然气,表明煤层无法有效改造。油气田的增产改造主要关注生产效果,加砂难题可通过工艺优化来解决。因此,借鉴直井射孔层位优选原则,排除了水平段沿夹矸层钻进的方式,选择了水平段沿下煤岩层钻进的方式。

2 水平井压裂增产关键技术

由于白家海地区深层煤岩储层的地质特征与常规浅层煤层差异较大,因此,不能照搬浅层煤层气压裂工艺技术。国内外深层煤层气已经成功压裂一部分井,而且效果不错,形成了“控液增砂”储层改造技术思路^[19-20],该技术主要包括大幅提高液体排量、优化压裂液的黏度以实现高砂比连续加砂,并通过优化支撑剂粒径组合和加砂规模来增加有效改造体积。该技术的思路采用“验证+探索”的方案,对于存在争议的关键技术,尽可能通过现场实践验证工艺效果,以统一认识;如果短期无法验证工艺效果,探索应用不同工艺,待排采期间进行产液剖面测试、光纤测试等来验证不同工艺的增产效果,为今后的压裂方案提供依据。

2.1 前期直井压裂工艺效果分析

1) 压裂加砂难度大

携砂液进入煤岩储层后井口压力快速爬升,为防止砂堵降低砂的质量浓度,井口压力缓慢下降,后以较低的质量浓度继续加砂,井口压力出现持续下降、缓慢上升、快速上升的现象,显示裂缝宽度不足,支撑剂在铺置过程中反复出现桥堵、冲散的复杂情况。白家海地区深层煤岩直井实施压裂4井次,其中2井次未按设计完成加砂,见表2。

2) 低黏液压裂增产效果较差

2005年,白家海地区第一口侏罗系西山窑组煤岩层彩504井进行压裂改造,该井选用冻胶压裂液造长缝工艺,由于压裂加砂期间井口压力持续爬升,现场仅加砂14.5 m³(设计加砂30 m³),压裂后初期日产气为7 200 m³,后稳定日产气为2 100 m³,压裂后增产效果较好。2013年,彩512井侏罗系西山窑组煤岩层探索低黏液造复杂裂缝工艺技术,压裂加砂35 m³,压裂后初期日产气为1 540 m³,产气10 d后停喷。分析认为低黏液携砂能力差,支撑剂主要堆积在近井地层,有效缝长短,增产效果差。2018—2020年选用高黏液实施压裂改造2井次,压裂增产效果均好于彩512井(表2)。

2.2 压裂工艺设计思路

前期实践证实高黏液的增产效果好,因此,确定了冻

表2 准噶尔盆地白家海地区侏罗系西山窑组煤岩储层压裂效果数据

Table 2 Fracturing effect data of Jurassic Xishanyao Formation coal reservoir in Baijiahai area, Junggar Basin

井号	井段/m	煤层厚度/m	压裂工艺	压裂液类型	压裂液量/m ³	设计加砂量/m ³	现场加砂量/m ³	施工排量/m ³ /min	日产气/m ³	试产时间/d	压裂时间	备注
彩504井	2567~2583	16	油管压裂	胍胶液	171.4	30	14.5	3.5	7200~2100	120	2005年	施工压力爬升,未完成加砂
彩512井	2614~2619	5	套管压裂	活性水+清洁压裂液	551.0	35	35.0	8.0~10.0	1540~0	18	2013年	产气10d后停喷
彩514井	2516~2521	5	油管压裂	胍胶液	440.0	40	40.0	4.0~5.5	2300~2080	78	2018年	施工压力爬升,完成加砂
C3163井	2431~2435	4	油管压裂	胍胶液	387.2	40	23.2	2.0~4.0	800	17	2020年	施工压力爬升,未完成加砂

胶压裂液造长缝为主体压裂工艺。由于国内煤层气压裂改造主体工艺为高排量+低黏液造复杂裂缝技术,为探索不同压裂工艺的应用效果,指导后续井压裂方案的优化,全井段共23级,其中全滑溜水压裂液压裂2级,复合压裂液(滑溜水+冻胶)压裂5级,冻胶压裂液压裂16级。

2.3 有限元数值模拟

为了分析2.4节中的簇间距和排量对裂缝延伸情况,基于相场法构建裂缝扩展模型。并通过解析解验证了数值模型的正确性。

2.3.1 控制方程

若忽略惯性力和体积力的影响,将饱和流体的多孔介质视为孔隙线弹性材料,则多孔线弹性岩石的控制方程为^[21]:

$$\nabla(\boldsymbol{\sigma} - \alpha p \mathbf{I}) = 0 \quad (1)$$

式中: $\boldsymbol{\sigma}$ 为总应力张量,单位Pa; α 为Biot系数; \mathbf{I} 为单位张量; p 为流体压力,单位Pa。

相场控制方程^[20]可写为:

$$\frac{2l_0(1-k)H^+}{G_c} + l_0^2 \nabla^2 \phi = \left[1 + \frac{2l_0(1-k)H^+}{G_c} \right] \phi \quad (2)$$

式中: l_0 为长度尺度参数,用于描述裂缝的宽度,单位m; G_c 为裂缝临界能量释放率,单位J/m²; ϕ 为裂缝相场; k 为避免数值奇异点的稳定性系数, $k=1 \times 10^{-9}$; H^+ 为局部历史应变能场,单位Pa。

为了描述材料破坏后不可逆,因此,引入了局部历史应变场 H^+ ,保证相场单调递增^[22]。

$$H^+ = \max_{t \in [0,t]} \psi_{\varepsilon^+}(\varepsilon) \quad (3)$$

式中: $\psi_{\varepsilon^+}(\varepsilon)$ 为拉伸弹性应变能密度,单位J/m³; t 为时间,单位s。

质量守恒方程为^[23]:

$$\rho S \frac{\partial p}{\partial t} - \nabla \left(\rho \frac{K_{\text{eff}}}{\mu} \nabla p \right) = q_m - \rho \alpha \chi_r \frac{\partial \varepsilon_{\text{vol}}}{\partial t} \quad (4)$$

式中: ρ 为流体的密度,单位kg/m³; S 为存储系数; K_{eff} 为岩石的有效渗透率,单位m²; q_m 为外部流体注入量,单位kg/(m³·s); χ_r 为过度域函数; ε_{vol} 为体积应变; μ 为流体的黏度,单位mPa·s。

裂缝宽度计算公式:

$$w = \frac{1}{2} \left(|\varepsilon_1 - \varepsilon_c| + \varepsilon_1 - \varepsilon_c \right) h^e \quad (5)$$

式中: w 为裂缝宽度,单位m; ε_1 为最大主应变; ε_c 为岩石开始破裂时的临界拉应变; h^e 为有限元单元网格尺寸,单位m。

2.3.2 控制方程的离散化

对控制方程式(1)、式(2)和式(4)分别进行离散化,得到位移场残差 R_u 、裂缝相场残差 R_ϕ 和压力场残差 R_p 。

$$R_u = \int_{\Omega} \nabla [\mathbf{W}_u]^T (\boldsymbol{\sigma} - \alpha p \mathbf{I}) d\Omega - \int_{\partial\Omega^*} [\mathbf{W}_u]^T \tilde{t} dS \quad (6)$$

$$R_\phi = \int_{\Omega} [\mathbf{W}_\phi]^T \left[\frac{2(1-k)H^+}{G_c} (1-\phi) \right] d\Omega - \int_{\Omega} \nabla [\mathbf{W}_\phi]^T l_0 \nabla \phi d\Omega + \int_{\Omega} [\mathbf{W}_\phi]^T \frac{\phi}{l_0} d\Omega \quad (7)$$

$$R_p = \int_{\Omega} [\mathbf{W}_p]^T \left(\rho S \frac{\partial p}{\partial t} - q_m + \rho \alpha \chi_r \frac{\partial \varepsilon_{\text{vol}}}{\partial t} \right) d\Omega - \int_{\Omega} \nabla [\mathbf{W}_p]^T \rho \frac{K_{\text{eff}}}{\mu} \nabla p d\Omega - \int_{\partial\Omega^*} [\mathbf{W}_p]^T q_m dS \quad (8)$$

式(6)~式(8)中: \mathbf{W}_u 、 \mathbf{W}_ϕ 和 \mathbf{W}_p 分别是位移场、裂缝相场和压力场的权函数矩阵; Ω 为计算域; \tilde{t} 为边界上的力,单位N; q 为流体注入量,单位kg/(m³·s)。

运用Newton-Raphson算法结合分步式算法,对式(6)、式(7)和式(8)的非线性方程组求解。

$$\begin{bmatrix} u \\ p \\ \phi \end{bmatrix}_{n+1} = \begin{bmatrix} u \\ p \\ \phi \end{bmatrix}_n - \begin{bmatrix} K^{uu} & K^{up} & 0 \\ K^{pu} & K^{pp} & 0 \\ 0 & 0 & K^{\phi\phi} \end{bmatrix}_n \begin{bmatrix} R_u \\ R_p \\ R_\phi \end{bmatrix}_n \quad (9)$$

相应的刚度矩阵表示式为:

$$\begin{cases} K^{uu} = \frac{\partial R_u}{\partial u} = \int_{\Omega} [B_u]^T \frac{\partial \sigma}{\partial \epsilon} B_u d\Omega \\ K^{up} = \frac{\partial R_u}{\partial p} = - \int_{\Omega} [B_u]^T \alpha I N_p d\Omega \\ K^{pu} = \frac{\partial R_p}{\partial u} = \int_{\Omega} [N_p]^T \rho \alpha \chi_r B_u^{vol} d\Omega \\ K^{pp} = \frac{\partial R_p}{\partial p} = \int_{\Omega} [B_p]^T \rho \frac{K_{eff}}{\mu} B_p d\Omega \\ K^{\phi\phi} = \int_{\Omega} \left\{ \begin{array}{l} [B_{\phi}]^T G_c l_0 B_{\phi} d\Omega + \\ N_{\phi} \left[2(1-k)H^+ + \frac{G_c}{l_0} \right] [N_{\phi}]^T \end{array} \right\} d\Omega \quad (10) \end{cases}$$

式中: N_p 为压力插值形函数; N_{ϕ} 为裂缝相场插值形函数; B_u 为应变矩阵; B_u^{vol} 为体积应变矩阵; B_p 为压力插值形函数的导数矩阵; B_{ϕ} 为裂缝相场插值形函数的导数矩阵。

当位移、压力和裂缝相场都满足式(11)所示的收敛条件时,则迭代结束,进入下一时间步的计算,否则迭代继续进行。

$$\|R_u\| \leq \|R_{u0}\|, \quad \|R_p\| \leq \|R_{p0}\|, \quad \|R_{\phi}\| \leq \|R_{\phi0}\| \quad (11)$$

式中: R_{u0} 、 R_{p0} 和 $R_{\phi0}$ 分别为位移场、压力场、裂缝相场收敛容差。

2.3.3 模型验证

为了验证数值模型的正确性,该节将数值模型的裂缝宽度与解析模型的裂缝宽度进行对比。数值计算模型、参数和边界条件如图3所示,岩石弹性模量为9 000 MPa,泊松比为0.4,岩石渗透率为 $5 \times 10^{-15} \text{ m}^2$,岩石的抗拉强度为2 MPa,长度尺度参数 $l_0=0.2 \text{ m}$,注入速度为 $2.2 \times 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$,注入时间为24 s。注入时间结束时压力、裂缝相场和裂缝宽度云图,如图4所示,解析模型的裂缝宽度计算公式为^[24]:

$$w(x) = \frac{4(1-\nu^2)(p_f - \sigma_h)L}{E} \sqrt{1 - \frac{x^2}{L^2}} \quad (12)$$

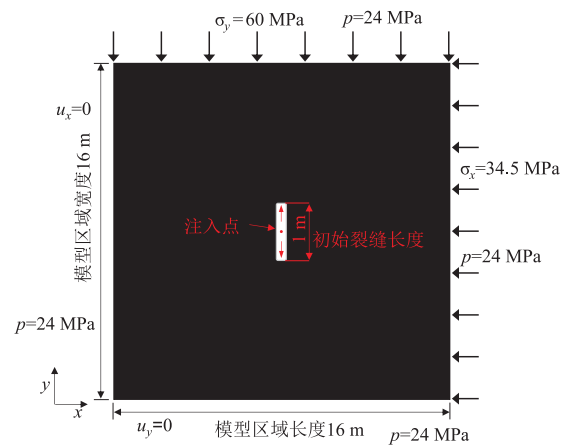
式中: ν 为泊松比; p_f 为裂缝内平均压力,单位 MPa,数值计算结果为36.5 MPa; σ_h 为最小水平主应力,单位 MPa,最小水平主应力为34.5 MPa; L 为裂缝半长,单位 m,模拟结果得出的裂缝半长为6 m; x 为裂缝面上任意一点到注入点处的距离,单位 m; E 为岩石的弹性模量,单位 MPa。

数值计算结果与解析计算结果如图5所示,两者趋势一致且较为接近,因此,验证了所建模型裂缝宽度计算公式(5)的正确性。

2.4 施工参数优化

1) 簇间距优化

白家海地区侏罗系煤岩储层物性较差,需要最大程度增大泄流面积,其中细分切割是增大泄流面积的有效措施。由于煤岩硬度低,簇间距过小可能导致簇间相互干扰,为此现场探索合理的簇间距。第一级压裂结束后



注: x 和 y 分别为直角坐标系的 x 和 y 的方向; σ_x 和 σ_y 分别为 x 和 y 方向的水平主应力,单位 MPa; u_x 和 u_y 分别为边界处 x 和 y 方向的位移;箭头为施加在边界的地应力; p 为边界处的流体压力,单位 MPa。

图3 模型验证的计算区域和边界条件

Fig. 3 Calculation region and boundary conditions for model validation

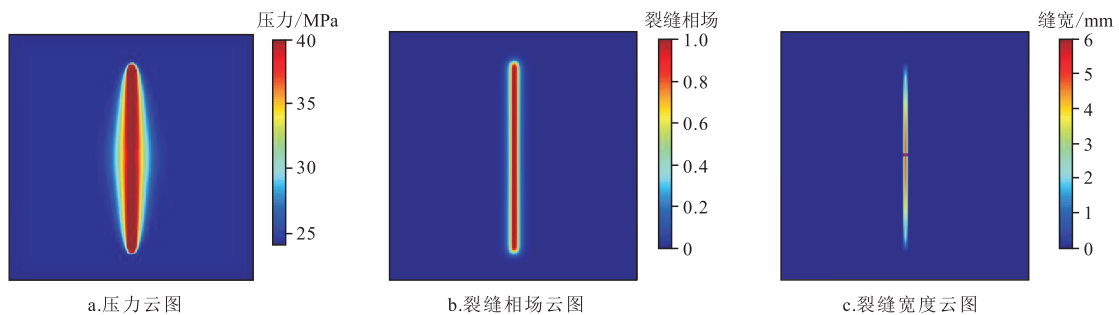


图4 注入时间结束时压力、裂缝相场和裂缝宽度云图

Fig. 4 Pressure, fracture phase field and fracture width at the end of injection time

下永久性封闭桥塞封堵已压裂层,然后进行第二级射孔,第一级与第二级射孔簇间距为20 m,射孔后开井观察。如果簇间干扰,第一级压裂液将经过第二级射孔孔眼流入井筒内,开井后会排出压裂液;如果簇间未干扰,开井后油压快速落零。

为了研究水平井簇间距对裂缝扩展的影响,计算模型、参数和边界条件建立如图6所示。簇间距分别为10 m、20 m和30 m,岩石渗透率为 $5 \times 10^{-15} \text{ m}^2$,煤岩弹性模量为9 000 MPa,泊松比为0.4,最小水平主应力为34.5 MPa,最大水平主应力42.8 MPa,排量为 $12 \text{ m}^3/\text{min}$,长度尺度参数 $l_0=2 \text{ m}$ 。

3个不同簇间距下注入时间结束时的裂缝相场云图,如图7所示。当簇间距为30 m和20 m时(图7a、图7b),水力裂缝沿直线扩展,未出现应力干扰现象;当簇间距为10 m时(图7c),在水力裂缝扩展初期2条裂缝均出现偏转,这是由于簇间距较小,2条水力裂缝出现应力干扰,导致水力裂缝发生偏转,水力裂缝扩展后期,应力干扰逐

渐减弱,裂缝保持直线扩展,经现场验证,簇间距为20 m时未形成簇间干扰,因此,选定20 m为合理的簇间距。

2) 压裂液性能

压裂液选用滑溜水和冻胶压裂液两套体系。要求具有低伤害、低摩阻和延迟交联、携砂性能好等特点^[25-27];同时,要求耐高温剪切性能、破胶指标、渗透率损害率评价符合行业标准要求。煤岩吸附性强,需要在冻胶交联阶段强化破胶剂加量。考虑煤粉堵塞、水锁效应对储层的伤害,压裂液体系需要具有良好的煤粉悬浮能力^[28]和防水锁功能,有效降低煤粉运移及水锁伤害。

煤岩压裂液系列配方:滑溜水压裂液为0.1%胍胶+煤粉悬浮+防水锁+杀菌剂+破胶剂;冻胶压裂液为0.25%胍胶+煤粉悬浮+防水锁+杀菌剂+破胶剂。其中,冻胶压裂液80 °C剪切黏度大于 $95 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,破胶液黏度小于 $1.1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,压裂液残渣含量低于 81.25 mg/L ,煤粉悬浮率为35.5%,破胶液表面张力为 28.2 mN/m 。

3) 支撑剂组合

采用多粒径组合支撑剂充填裂缝设计思路。前置液阶段添加70/140目粉砂以降低压裂液的滤失,携砂液阶段加入40/70目细砂以提高支撑剂的有效铺置,尾追20/40目粗砂以提高近井导流能力^[29-30]。

4) 加砂规模优化

考虑西山窑组煤层嵌入特征,优化裂缝导流能力为

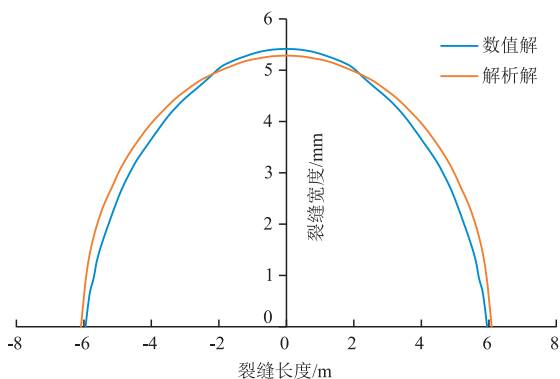
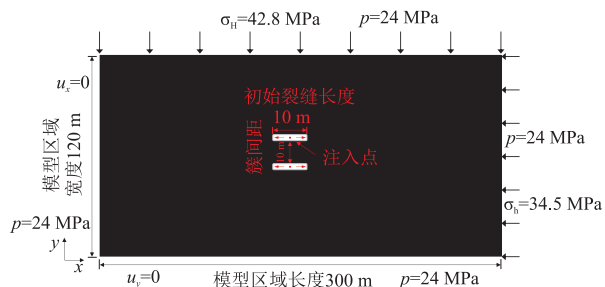


图5 数值模型和解析模型的裂缝宽度对比

Fig. 5 Comparison of crack widths between numerical and analytical models



注: x 和 y 分别为直角坐标系的 x 和 y 的方向; σ_{xx} 和 σ_{yy} 分别为最大和最小水平主应力,单位MPa; u_x 和 u_y 分别为边界处 x 和 y 方向的位移;箭头为施加在边界的地应力; p 为边界处的流体压力,单位MPa。

图6 两簇水力裂缝计算区域和边界条件

Fig. 6 Calculation area and boundary conditions of two clusters of hydraulic fractures

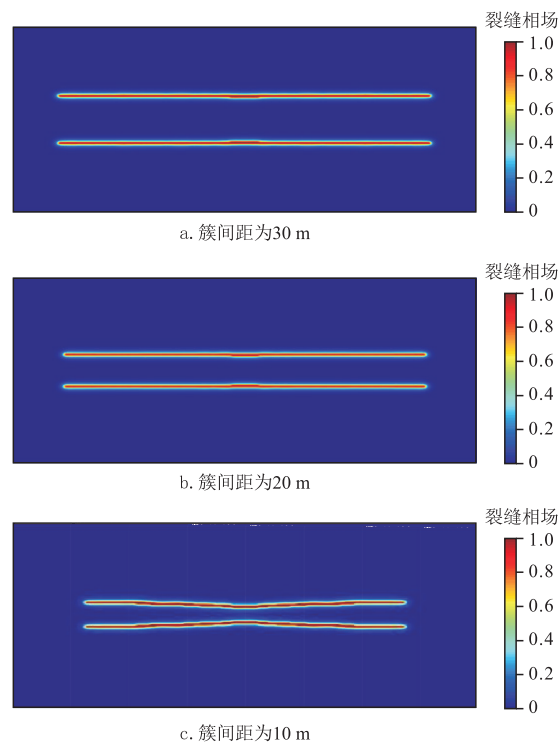


图7 不同簇间距下注入时间结束时裂缝相场云图

Fig. 7 Fracture phase field at the end of injection time under different cluster spacing

$200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$,当裂缝加砂规模为 $30 \text{ m}^3/\text{簇}$,可实现支撑半缝长 119.4 m 、铺砂质量浓度 $6.0 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。考虑煤岩裂缝扩展的不确定性和支撑剂嵌入的影响,适当增大加砂规模,以确保实现较长的支撑裂缝。采用压裂软件进行模拟,在加砂规模为 $40 \text{ m}^3/\text{簇}$ 条件下,支撑半缝长可达 129 m ,铺砂质量浓度 $6.04 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。

5) 排量优化

计算模型、参数和边界条件参考图6,模型尺寸为 $80 \text{ m} \times 400 \text{ m}$,簇间距为 20 m ,施工排量分别设置为 $8、10、12、14、16 \text{ m}^3/\text{min}$,注入压裂液的总体积相等,由于是均质储层,形成的两簇水力裂缝的长度相同,因此,只对比某一簇的水力裂缝长度,如图8所示。可以看出随着排量的增加水力裂缝缝长逐渐增长,改造体积也越大,但在排量 $14 \text{ m}^3/\text{min}$ 增至 $16 \text{ m}^3/\text{min}$ 时,水力裂缝长度增加趋势不明显,同时,深部煤层气井的产量与储层改造体积的规模也呈正相关^[11],综合考虑目前白家海地区水平井采用两簇射孔压裂以及经济效益等因素,推荐排量介于 $10 \sim 14 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

3 现场应用

彩探1H井水平段长为 1000 m ,煤岩钻遇率为

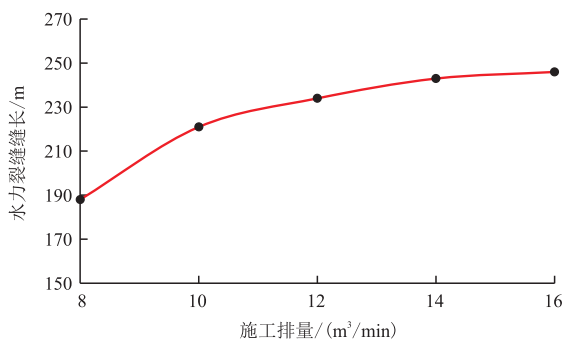


图8 不同施工排量与注入时间结束时的水力裂缝缝长关系

Fig. 8 Relationship curve of hydraulic fracture length at the end of different construction displacement and injection time

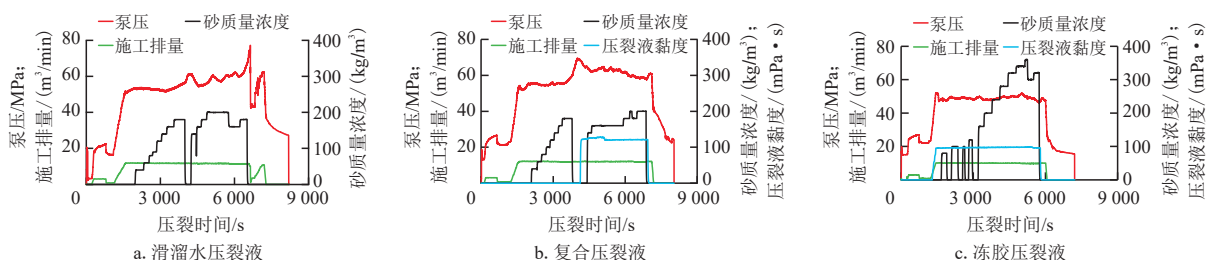


图9 准噶尔盆地白家海地区侏罗系西山窑组彩探1H井不同压裂液的压裂施工曲线

Fig. 9 Fracturing curves of different fracturing fluids in Well-Caitan 1H in Jurassic Xishanyao Formation of Baijiahai area, Junggar Basin

93.6% ,选用外径为 139.7 mm 套管固井完井,该井采用速钻桥塞+分簇射孔联作分段压裂工艺,共23级47簇,2簇/段为主,段长为 42 m 、簇间距为 21 m ,排量为 $12 \text{ m}^3/\text{min}$,总液量为 22200 m^3 ,总砂量为 1840 m^3 。

3.1 滑溜水压裂液加砂压裂

滑溜水压裂液施工2级,单级平均入井液量为 1150 m^3 ,加砂 80 m^3 ,平均砂比 8.4% ,施工排量为 $12 \text{ m}^3/\text{min}$ 。压裂起泵后施工压力平稳,当砂质量浓度为 $140 \text{ kg}/\text{m}^3$ 的携砂液进入地层后,井口压力开始爬升;停砂后井口压力缓慢下降,继续加砂后井口压力又出现大幅波动,见图9a。根据压裂施工曲线分析认为滑溜水造缝不充分,裂缝宽度窄,压裂砂堆积在近井地层,井口压力上升;停砂后压裂液冲开近井地层的砂堤,井口压力下降;随支撑剂持续进入地层,近井又形成砂堤。综合分析认为滑溜水黏度低,压裂液造缝不充分,携砂难度大,因此,支撑剂运移距离短,填砂裂缝长度小。

3.2 复合压裂液加砂压裂

选用复合压裂液(滑溜水+冻胶)压裂施工5级,单级平均入井液量为 1140 m^3 ,加砂 80 m^3 ,平均砂比 9.6% ,施工排量为 $12 \text{ m}^3/\text{min}$ 。压裂起泵先滑溜水携砂,待井口压力爬升后停砂,换冻胶压裂液继续完成加砂。

根据压裂施工曲线(图9b)分析认为滑溜水造缝不充分,裂缝宽度窄,压裂砂堆积在近井地层,井口压力上升;由于冻胶压裂液黏度大,压裂液进入煤岩后施工压力先持续下降,后逐渐趋于稳定。综合分析认为滑溜水黏度低,携砂难度大,支撑剂主要堆积在近井地层;冻胶携砂液冲开近井地层的砂堤将支撑剂携带至煤层深部,有效裂缝长度较大。

3.3 冻胶压裂液加砂压裂

选用冻胶压裂液压裂施工16级,单级平均入井液量为 830 m^3 ,加砂 80 m^3 ,平均砂比 10.1% ,施工排量为 $12 \text{ m}^3/\text{min}$ 。冻胶压裂液施工压力相对平稳,见图9c。综

合分析认为冻胶压裂液黏度大,造缝能力强,携砂性能好,能够持续将支撑剂携带至煤层深部,有效裂缝长度大。

3.4 增产效果

彩探1H井退液第二天井口产天然气,最高日产气为 $57\ 120\ \text{m}^3$,长期稳定试采,日产气量相对稳定。252 d累产气为 $523\times 10^4\ \text{m}^3$,平均日产气为 $2.08\times 10^4\ \text{m}^3$,见图10。

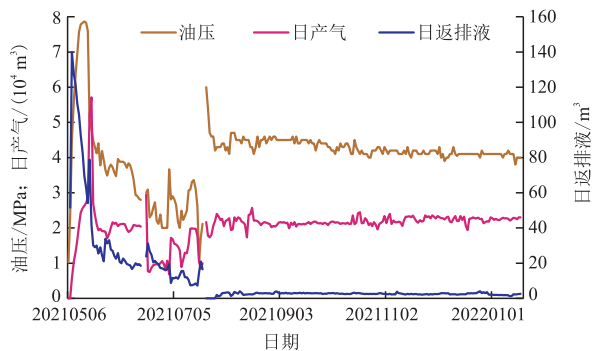


图10 准噶尔盆地白家海地区侏罗系西山窑组彩探1H井试采曲线

Fig. 10 Trial mining curve of Well-Caitan 1H in Jurassic Kishanyao Formation of Baijiahai area, Junggar Basin

4 结论

1) 通过直井现场试验表明,优先选择煤层作为水平井钻进的目标层,可以获得更好的开发效果。

2) 簇间距、排量、黏度、支撑剂粒径与加砂规模是解决加砂困难和改造体积的重要参数。一般情况下推荐:簇间距大于 $20\ \text{m}$,施工排量介于 $10\sim 14\ \text{m}^3/\text{min}$,压裂液黏度在 $95\ \text{mPa}\cdot\text{s}$ 左右,前置阶段粉砂(70/140目)、携砂阶段细砂(40/70目)和尾追粗砂(20/40目)的多粒径组合支撑剂,加砂规模在 $40\ \text{m}^3/\text{簇}$ 左右。建议采用大排量、高黏度和组合加砂的压裂工艺。

3) 冻胶压裂液造长缝和水平井细分切割体积改造是实现准噶尔盆地白家海地区侏罗系深层煤岩气效益增产的有效工艺措施,对中国丰富的深部煤层气资源向工业产出转化具有借鉴意义。

参考文献

- [1] 贾承造,郑民,张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [2] 徐凤银. 深部煤层气助力产业发展进入新阶段[J]. 石油知识, 2023(4): 4-6.
XU Fengyin. The development of deep coalbed methane is entering a

new stage, boosting the industry[J]. Petroleum Knowledge, 2023(4): 4-6.

- [3] 张懿,朱光辉,郑求根,等. 中国煤层气资源分布特征及勘探研究建议[J]. 非常规油气, 2022, 9(4): 1-8.
ZHANG Yi, ZHU Guanghui, ZHENG Qiugen, et al. Distribution characteristics of coalbed methane resources in China and recommendations for exploration research[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(4): 1-8.
- [4] 蒋雪梅,李晓红,孙晓艳,等. ISO天然气分析标准对煤层气分析的适应性研讨[J]. 石油与天然气化工, 2022, 51(2): 103-109.
JIANG Xuemei, LI Xiaohong, SUN Xiaoyan, et al. Study on applicability of ISO natural gas analysis standards applied in coalbed methane analysis[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2022, 51(2): 103-109.
- [5] 李国永,姚艳斌,王辉,等. 鄂尔多斯盆地神木-佳县区块深部煤层气地质特征及勘探开发潜力[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 70-80.
LI Guoyong, YAO Yanbin, WANG Hui, et al. Deep coalbed methane resources in the Shenmu-Jiaxian block, Ordos Basin, China: Geological characteristics and potential for exploration and exploitation[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 70-80.
- [6] 郭广山,徐凤银,刘丽芳,等. 鄂尔多斯盆地府谷地区深部煤层气富集成藏规律及有利区评价[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 81-91.
GUO Guangshan, XU Fengyin, LIU Lifang, et al. Enrichment and accumulation patterns and favorable area evaluation of deep coalbed methane in the Fugu area, Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 81-91.
- [7] 胡秋嘉,李梦溪,贾慧敏,等. 沁水盆地南部高煤阶煤层气水平井地质适应性探讨[J]. 煤炭学报, 2019, 44(4): 1178-1187.
HU Qiuqia, LI Mengxi, JIA Huimin, et al. Discussion of the geological adaptability of coal-bed methane horizontal wells of high-rank coal formation in southern Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2019, 44(4): 1178-1187.
- [8] 杨秀春,徐凤银,王虹雅,等. 鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发历程与启示[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 30-41.
YANG Xiuchun, XU Fengyin, WANG Hongya, et al. Exploration and development process of coalbed methane in eastern margin of Ordos Basin and its enlightenment[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 30-41.
- [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] 曾雯婷,徐凤银,张雷,等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气排采工艺技术进展与启示[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 23-32.
ZENG Wenting, XU Fengyin, ZHANG Lei, et al. Deep coalbed methane production technology for the eastern margin of the Ordos Basin: Advances and their implications[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 23-32.
- [11] 秦勇,申建. 论深部煤层气基本地质问题[J]. 石油学报, 2016, 37(1): 125-136.

- QIN Yong, SHEN Jian. On the fundamental issues of deep coalbed methane geology[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(1): 125-136.
- [12] 郭绪杰, 支东明, 毛新军, 等. 准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(6): 38-49.
- GUO Xujie, ZHI Dongming, MAO Xinjun, et al. Discovery and significance of coal measure gas in Junggar Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(6): 38-49.
- [13] 叶建平, 侯淦译, 张守仁. “十三五”期间我国煤层气勘探开发进展及下一步勘探方向[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 15-22.
- YE Jianping, HOU Songyi, ZHANG Shouren. Progress of coalbed methane exploration and development in China during the 13th Five-Year Plan period and the next exploration direction[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 15-22.
- [14] 倪方杰. 白家海凸起深层煤层气压裂试气实践与认识[J]. *江汉石油职工大学学报*, 2019, 32(5): 36-38.
- NI Fangjie. Practice and understanding of deep CBM fracturing gas testing in Baijiahai uplift[J]. *Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers*, 2019, 32(5): 36-38.
- [15] 聂志宏, 徐凤银, 时小松, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气开发先导试验效果与启示[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 1-12.
- NIE Zhihong, XU Fengyin, SHI Xiaosong, et al. Outcomes and implications of pilot tests for deep coalbed methane production on the eastern margin of the Ordos Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 1-12.
- [16] 桑树勋, 韩思杰, 周效志, 等. 华东地区深部煤层气资源与勘探开发前景[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(4): 403-415.
- SANG Shuxun, HAN Sijie, ZHOU Xiaozhi, et al. Deep coalbed methane resource and its exploration and development prospect in East China[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(4): 403-415.
- [17] 苏育飞, 宋儒. 沁水盆地榆社武乡区块深部煤层气地质特征研究及可改造性评价[J]. *中国煤炭地质*, 2023, 35(5): 46-57.
- SU Yufei, SONG Ru. Study on geological characteristics of deep CBM in Yushewu block, Qinshui Basin and evaluation of transformability[J]. *Coal Geology of China*, 2023, 35(5): 46-57.
- [18] 李五忠, 孙斌, 孙钦平, 等. 以煤系天然气开发促进中国煤层气发展的对策分析[J]. *煤炭学报*, 2016, 41(1): 67-71.
- LI Wuzhong, SUN Bin, SUN Qiping, et al. Analysis on coal-bed methane development based on coal measure gas in China and its countermeasure[J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(1): 67-71.
- [19] 徐凤银, 侯伟, 熊先钺, 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.
- [20] 刘建忠, 朱光辉, 刘彦成, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气勘探突破及未来面临的挑战与对策——以临兴—神府区块为例[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1827-1839.
- LIU Jianzhong, Zhu Guanghui, LIU Yancheng, et al. Breakthrough, future challenges and countermeasures of deep coalbed methane in the eastern margin of Ordos Basin: A case study of Linxing-Shenfu block[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1827-1839.
- [21] 易良平, 胡滨, 李小刚, 等. 基于相场法的煤砂互层水力裂缝纵向延伸计算模型[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(增刊2): 706-716.
- YI Liangping, HU Bin, LI Xiaogang, et al. Calculation model of hydraulic crack vertical propagation in coal-sand interbedded formation based on the phase field method[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(suppl. 2): 706-716.
- [22] ZHOU S, ZHUANG X, RABCZUK T. Phase field method for quasi-static hydro-fracture in porous media under stress boundary condition considering the effect of initial stress field[J]. *Theoretical and Applied Fracture Mechanics*, 2020, 107: 102523.
- [23] ZHOU S, ZHUANG X, RABCZUK T. A phase-field modeling approach of fracture propagation in poroelastic media[J]. *Engineering Geology*, 2018, 240: 189-203.
- [24] 赵金洲, 彭瑀, 林啸, 等. 考虑复杂应力分布的数值缝宽计算模型及其应用[J]. *石油学报*, 2016, 37(7): 914-920.
- ZHAO Jinzhou, PENG Yan, LIN Xiao, et al. Numerical fracture width model considering complex stress distribution and its application[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(7): 914-920.
- [25] 罗伟疆, 宁崇如, 黄凯. 煤层气压裂液研究现状及其展望[J]. *中国煤层气*, 2023, 20(3): 30-35.
- LUO Weijiang, NING Chongru, HUANG Kai. Current situation and prospect of research on coalbed methane fracturing fluid[J]. *China Coalbed Methane*, 2023, 20(3): 30-35.
- [26] 张亚东, 吴文刚, 敬显武, 等. 适用于致密气藏的可变黏压裂液体系性能评价及现场应用[J]. *石油与天然气化工*, 2022, 51(1): 73-77.
- ZHANG Yadong, WU Wengang, JING Xianwu, et al. Performance evaluation and field application of variable viscosity fracturing fluid system for tight gas reservoir[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2022, 51(1): 73-77.
- [27] 向超, 陈力力, 徐莹莹, 等. 一种新型压裂液纳米助排剂的研制及性能评价[J]. *石油与天然气化工*, 2022, 51(3): 71-75.
- XIANG Chao, CHEN Lili, XU Yingying, et al. Development and performance evaluation of a new nano-drainage aid for fracturing fluid[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2022, 51(3): 71-75.
- [28] 陈天, 易远元, 李甜甜, 等. 中国煤层气勘探开发现状及关键技术展望[J]. *现代化工*, 2023, 43(9): 6-10.
- CHEN Tian, YI Yuanyuan, LI Tiantian, et al. Current situation of CBM exploration and development in China and prospects on key technologies[J]. *Modern Chemical Industry*, 2023, 43(9): 6-10.
- [29] 刘剑辉. 吐哈油田煤层气压裂新技术探索及应用[J]. *西部探矿工程*, 2018, 30(3): 28-31.
- LIU Jianhui. Exploration and application of new fracturing technologies in Tuha Oilfield's coalbed methane[J]. *West-China Exploration Engineering*, 2018, 30(3): 28-31.
- [30] 李小刚, 舒鹤崑, 张平, 等. 煤层压裂缝内支撑剂输送物理模拟研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(4): 39-44.
- LI Xiaogang, SHU Dongkun, ZHANG Ping, et al. Physical simulation of proppant transportation in artificial fractures of coal seam[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(4): 39-44.
- [31] 徐宝恒, 郭大立. 大规模缝网压裂在深部煤层气中的应用[J]. *河南科技*, 2023, 42(19): 81-84.
- XU Baoheng, GUO Dali. Application of large-scale fracture network fracturing in deep coalbed methane[J]. *Henan Science and Technology*, 2023, 42(19): 81-84.