

耦合相场与裂隙流方法的裂缝扩展—渗流一体化模拟

王博¹, 颜廷巍¹, 李欢¹, 周麟泰¹, 盛少鹏¹, 周福建^{2*}

1 中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油学院, 克拉玛依 834000

2 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

* 通信作者, zhoufj@cup.edu.cn

收稿日期: 2025-01-28; 修回日期: 2025-04-16

国家自然科学基金“段内多簇压裂孔眼封堵控制机理研究”(编号: 52374057)、天山英才计划项目(编号: 2023TSYCCX0004)和自治区重点研发项目(编号: 2024B01013-1)联合资助

摘要 非常规油气作为我国油气资源中的重要接替能源, 其高效开发对于保障国家能源安全具有重要意义。采用水平井分段多簇压裂技术, 并优化压裂段内多簇压裂参数, 对最大化非常规储层产能至关重要。明确裂缝扩展规律, 量化裂缝形态与产能之间的关系, 是水平井段内多簇压裂方案优化的关键。本文基于相场方法仿真段内多簇裂缝竞争扩展形态, 通过集成的裂缝形态识别技术, 进而构建二维等效裂缝模型, 用以表征压裂渗流通道, 并提取改造后等效物性参数, 分别作为几何与物性输入参数传递至裂隙流模型, 实现两种方法的自动耦合与传递, 进而对不同压裂工况下的产能进行定量评估, 最终实现裂缝扩展—渗流一体化模拟。通过室内物理模拟实验与现场压裂施工数据对比分析, 验证了双重模型耦合的准确性与可行性。在此基础上, 本文进一步研究了基于该方法的段内簇数和簇间距对裂缝形态及产能响应的影响规律。研究结果表明: 当簇间距由 15 m 增加至 25 m 时, 裂缝发生偏转的位置后移, 裂缝尖端的偏转角度由 30° 降低至 24°, 裂缝周围压力梯度降低, 流体驱动力减弱, 裂缝之间的流体干扰效应显著减小, 这一变化导致日产峰值与稳产水平有所下降, 日产油、累计产油量降幅分别为 35.88% 和 35.89%; 当段内簇数由 3 簇增加至 5 簇时, 外侧裂缝尖端偏转角度由 30° 增加至 34°, 诱导应力场控制面积由 36.74% 增加至 42.46%, 裂缝周围压力梯度增强, 流体驱动力增大, 原油的动用程度得到显著提升, 致使日产峰值与稳产水平相应提高, 日产量、累计产油量增幅分别为 40.49% 和 45.467%。因此, 优化簇间距与簇数, 可以兼顾控制裂缝干扰程度和提高单井产能, 从而提高水平井段内多簇压裂改造效果。

关键词 水力压裂; 相场法; 裂缝扩展; 产能模拟

中图分类号: TE348; TE319

The integrated simulation of fracture propagation and seepage studied by using a coupled phase field and fracture flow method

WANG Bo¹, YAN Tingwei¹, LI Huan¹, ZHOU Lintai¹, SHENG Shaopeng¹, ZHOU Fujian²

1 College of Petroleum, China University of Petroleum at Karamay, Karamay 834000, China

引用格式: 王博, 颜廷巍, 李欢, 周麟泰, 盛少鹏, 周福建. 耦合相场与裂隙流方法的裂缝扩展—渗流一体化模拟. 石油科学通报, 2025, 10(02): 192-205

WANG Bo, YAN Tingwei, LI Huan, ZHOU Lintai, SHENG Shaopeng, ZHOU Fujian. The integrated simulation of fracture propagation and seepage studied by using a coupled phase field and fracture flow method. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(02): 192-205. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.011

2 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Received: 2025-01-28; Revised: 2025-04-16

Abstract Unconventional oil and gas resources serve as vital replacement energy in China's hydrocarbon portfolio, and their efficient development is of great significance for safeguarding national energy security. The implementation of staged multi-cluster hydraulic fracturing in horizontal wells, along with the optimization of intra-stage cluster design parameters, is critical to maximizing the production potential of unconventional reservoirs. Clarifying fracture propagation mechanisms and quantifying the relationship between fracture geometry and well productivity is key to optimize intra-stage multi-cluster fracturing strategies. In this study, a phase-field method is employed to simulate the competitive propagation morphology of multiple fractures within a fracturing stage. A fracture morphology identification technique is integrated to construct a two-dimensional equivalent fracture model, which can characterize the stimulated flow pathways. Equivalent physical parameters after stimulation are extracted and transferred-together with geometric descriptors-as input for a discrete fracture flow model. This enables automatic coupling and data transfer between the geometric and flow models, thereby facilitating quantitative evaluation of production performance under different fracturing scenarios and ultimately achieving fully coupled fracture propagation-fluid flow simulation. The accuracy and feasibility of the dual-model coupling method are verified through comparison with laboratory-scale physical simulation experiments and field fracturing data. On this basis, the effects of intra-stage cluster number and cluster spacing on fracture morphology and production response are further investigated. The results show that, as the cluster spacing increases from 15 m to 25 m, the fracture deflection point shifts farther from the wellbore, and the tip deflection angle decreases from 30° to 24°. Meanwhile, the pressure gradient around the fracture tip is reduced, weakening the fluid driving force and significantly diminishing inter-fracture fluid interference. This change leads to a decline in peak daily oil production and stabilized production rate, with daily and cumulative oil output decreasing by 35.88% and 35.89%, respectively. In contrast, when the number of clusters per stage increases from 3 to 5, the deflection angle at the tip of the outer fractures increases from 30° to 34°, while the coverage of the induced stress field expands from 36.74% to 42.46%. This results in a higher pressure gradient surrounding the fractures, enhancing the fluid driving force and significantly improving oil mobilization. Consequently, peak daily and cumulative oil production increased by 40.49% and 45.467%, respectively. Therefore, optimizing the intra-stage cluster spacing and cluster number can effectively balance the degree of fracture interference and enhance single-well productivity, thereby improving the overall effectiveness of staged multi-cluster hydraulic fracturing in horizontal wells.

Keywords hydraulic fracturing; phase-field method; fracture propagation; productivity simulation

DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.011

0 引言

页岩油气国家级示范区的建设稳步推进^[1], 非常规油气产量持续增长, 成为全国油气增储上产的重要支撑^[2]。随着国内常规主力油田进入开发中后期, 油气行业面临产量递减与成本上升的双重挑战^[3], 非常规油气作为我国油气资源中的重要接替能源^[4-6], 其高效开发对于保障国家能源安全具有重要意义。与常规储层相比, 非常规储层具有低孔、低渗的特性^[7-10], 现场实践表明, 采用水平井分段多簇压裂技术, 并通过优化压裂段内多簇压裂参数^[11], 对最大化油井产能至关重要。

国内外学者通过室内实验和数值模拟方法深入研究了段内多簇裂缝扩展规律。Tan 等人^[12]开展了真三轴压裂物模试验, 研究了致密砾岩—煤层交错储层中裂缝起裂与扩展规律, 分析了压裂液黏度及注入速率等因素对水力裂缝扩展行为的影响, 发现适当的压裂

液黏度或注入速率能够促进次生裂缝的形成, 增大化储层改造体积(SRV)。Li 等人^[13]通过真三轴压裂试验和CT扫描, 定量研究了暂堵压裂过程中簇间距、簇数、压裂液黏度等压裂参数对多簇裂缝扩展形态的影响规律, 发现缩小簇间距和增大簇数能够获得密切割效果, 从而形成复杂缝网。目前, 裂缝扩展的数值模拟方法主要包括5种: 有限元法(FEM)^[14-15]、扩展有限元法(XFEM)^[16-17]、离散元法(DEM)^[18-19]、位移不连续法(DDM)^[22-23]和相场法(PFM)^[20-21]。其中, FEM受限于连续介质假设, 需预定义裂缝扩展路径, 难以捕捉复杂边界条件下的裂缝几何演化与拓扑重构; XFEM通过引入富集函数实现位移场非连续性表征, 但其对网络依赖性较强, 在裂缝交汇与分支扩展时面临数值稳定性挑战; DEM基于颗粒间接触力学构建岩体破裂微观机制, 但在大尺度及多场耦合^[24]条件下计算复杂度呈指数级增大; DDM采用显式裂缝表征方法, 主要用于静态裂缝网络的力学响应分析, 难

以实现裂缝动态扩展模拟。相较之下,相场法的最大优势在于无需引入额外的准则,通过相场参数的演化自动追踪裂缝扩展路径,这使得相场法在处理裂缝起裂、扩展和转向等方面表现出较好的适应性。Bourdin等人^[24]首次将相场法应用在水力压裂中。Wheeler等人^[26]基于Biot多孔弹性理论,将相场模型扩展到多孔介质。Zhou等人^[27]通过引入初始地应力效应,对相场模型的能量函数进行了修正,尽管该模型考虑了初始地应力效应,但该效应并未反映在相场控制方程中。Liu等人^[29]通过修改裂缝表面密度函数,建立了能够更好地表征岩层状结构的水力压裂相场模型。Zhou等人^[28]基于相场模型对两簇裂缝的扩展过程进行了模拟研究,发现在应力阴影效应的作用下,两簇裂缝的扩展受到干扰,发生明显偏转。

针对压裂之后产能模拟,一些学者在给定裂缝形态的前提下,研究了油气渗流特征与储层动用规律。Zhu等人^[30]研究了凝析油藏储层物性,利用CMG数值模拟方法探讨了储层厚度、渗透率、孔隙度、压缩性等因素对开发效果的影响。邹昊男等人^[31]基于物质平衡方法建立了产量预测模型,分析了页岩气水平井压裂产能的主要影响因素,发现页岩气产量与裂缝半长和压裂段数之间呈正相关关系。许江文等人^[32]建立了低渗油藏直井体积压裂的数值模拟模型,通过参数敏感性分析揭示了裂缝半长和核心区域渗透率对近井端流体流动规律的主要影响。然而,上述学者建立的数值模型中,段内多簇裂缝通常具有相同的长度和导流能力,且为平直缝,裂缝形态与实际情况差异较大。

综上,物模实验受实验尺度、岩样尺寸、流体性质等因素的限制,难以模拟实际的储层条件,且实验周期性长、成本高;数值模拟方法存在一定的优势,但目前该方法主要通过假定裂缝形态,计算油气产能,进而优化裂缝参数,尚未考虑压裂-生产一体化过程。本文基于相场模型与裂隙流双重模型,构建了裂缝扩展与产能预测一体化仿真方法,研究缝间距和段内簇数对裂缝扩展形态及相应产能的影响规律,研究结果为优化段内多簇压裂工艺提供了理论借鉴。

1 数学模型

1.1 基于相场法的裂缝扩展模型

(1) 流固耦合相场模型

基于Griffith能量断裂理论^[33],当裂缝扩展所释放的变形能达到或超越其扩展所必需的能量阈值时,裂缝发生扩展行为。通过引入一个标量场 ϕ 量化裂缝形

态, $\phi=0$ 表示裂缝尚未发生开裂; $\phi=1$ 表示裂缝已完全断裂。裂缝扩展所必需的能量,即断裂耗散能

$$\int_{\Gamma} G_c dS \approx \int_{\Omega} G_c \left(\frac{\phi^2}{2l_0} + \frac{l_0}{2} \nabla \phi \nabla \phi \right) d\Omega \quad (1)$$

式中, Ω 为二维多孔弹性区域, m^2 ; Γ 为区域内部不连续边界, m ; G_c 为临界能量释放率, N/m ; S 为区域面积, m^2 ; l_0 为裂缝宽度, m 。

忽略温度的影响,考虑外力、初始作用力和多孔介质孔隙压力下的流固耦合相场模型为:

$$\left. \begin{aligned} \nabla \left[D : \left(\frac{\nabla u + \nabla^T u}{2} \right) \right] - \alpha I \nabla P + b = 0 \\ \left[\frac{2l_0(1-k)(\varphi_{\varepsilon}^+ + \sigma_0 : \varepsilon)}{G_c} + 1 \right] \phi - \\ l_0^2 \nabla^2 \phi = \frac{2l_0(1-k)(\varphi_{\varepsilon}^+ + \sigma_0 : \varepsilon)}{G_c} \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

式中, D 为反映材料受力变形的弹性张量, $Pa \cdot m$; u 为位移项, m ; α 为比奥系数,用于量化孔隙流体压力对固体骨架变形的影响,无量纲; I 为单位矩阵; P 为流体压力, MPa ; b 为作用于整个流体体积上的力, N ; k 为避免数值奇异的模型参数,一般取值 1×10^{-9} ; φ_{ε}^+ 应变能密度(由拉应变张量引起), J/m^3 ; σ_0 为多孔弹性区域的初始应力, MPa ; ε 为线性应变张量,无量纲。

(2) 渗流方程

在模拟裂缝扩展过程中,利用阈值 C_1 和 C_2 (取值分别为0.4、1.0)将模拟区域分成3个子域: Ω_m 、 Ω_f 、 Ω_{m-f} ^[34-35]表示基质、裂缝、基质与裂缝接触面。

考虑基质和裂隙区域,整个 Ω 流体质量守恒方程表示为

$$\rho S \frac{\partial P}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\rho \frac{K}{\mu} \nabla P \right) = q - \rho \alpha \chi_m \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} \quad (3)$$

式中,密度 $\rho = \rho_m \chi_m + \rho_f \chi_f$, kg/m^3 ;存储系数 $S = \theta c + (\alpha - \theta)(1 - \alpha)/K_v$,无量纲; K_v 为体积模量, θ 为孔隙度,1; c 为流体压缩系数, $1/MPa$;渗透率 $K = K_m \chi_m + K_f \chi_f$, m^2 ; μ 为流体粘度, $Pa \cdot s$; q 为注入流体质量源, $kg/(m^3 \cdot s)$; ε_v 为体积应变。下标 m 表示基质、 f 表示裂缝。其中对 χ_m 与 χ_f 的展开式可参考Zhou等人^[34]的成果。

(3) 历史应变场

模拟裂缝扩展过程中,为避免已形成的裂缝恢复至初始状态,从而保证相场单调递增,引入应变历史场来保证裂缝不可逆^[37]

$$H(x,t) = \max_{s \in [0,t]} [\phi_s^+(\varepsilon(x,s)) + \sigma_0 : \varepsilon(x,s)] \quad (4)$$

式中, t 为时间, s ; x 为位置坐标, m ; s 为时间积分变量, s 。

1.2 渗流与生产模型

为模拟流体流动与渗流过程, 建立储层基质、裂缝及井筒流动模型^[36]。流体在储层基质渗流的控制方程为

$$\rho_m S_m d_m \frac{\partial P}{\partial t} - \nabla g \left(\rho \frac{K_m}{\mu} d_m \nabla P \right) = 0 \quad (5)$$

式中, ρ_m 为多孔介质密度, kg/m^3 ; 基质存储系数 $S_m = G_m \theta + G_f (1 - \theta)$, $1/MPa$; G_m 为基质压缩系数, $1/MPa$; G_f 为裂缝压缩系数, $1/MPa$; d_m 为基质储层厚度, m ; K_m 为基质渗透率, 10^{-3} um^2 ; g 为重力加速度, m^2/s 。

流体在裂缝中流动的控制方程为

$$\rho_f S_f d_f \frac{\partial P}{\partial t} - \nabla g \left(\rho \frac{K_f}{\mu} d_f \nabla P \right) = Q_f \quad (6)$$

式中, ρ_f 为多孔介质密度, kg/m^3 ; 裂缝存储系数

$S_f = G_f \theta$, $1/MPa$; d_f 为裂缝高度, m ; K_f 为裂缝渗透率, 10^{-3} um^2 ; Q_f 为注入流体的质量源, $kg/(m^3 \cdot s)$; g 为重力加速度, m^2/s 。

流体在水平井筒的流动利用Navier–Stokes方程来表示

$$\frac{\partial \rho u}{\partial t} + \rho(u \cdot \nabla u)u = \nabla \left[-P + \mu(\nabla u + (\nabla u)^T) \right] \quad (7)$$

1.3 压裂—生产耦合思路

本文基于COMSOL多物理场仿真平台构建压裂—生产耦合数值模型, 如图1所示。利用相场模型, 基于公式(1)~(4)求解弹性能、断裂能和耗散能, 进而模拟裂缝扩展的动态过程, 并提取压后裂缝网络所对应的储层物性参数。在此基础上, 结合COMSOL与MATLAB的联合仿真接口, 实现相场变量 ϕ 的实时数据导出与后处理, 通过集成的裂缝形态识别(将 $\phi=0.5$ 等值线的中心轨迹提取裂缝主控路径, 识别裂缝节点序列, 并构建二维等效裂缝模型, 作为渗流模型中的等效渗流通道)^[38-39]。基于精确表征后的裂缝几何形态及压后物性参数, 分别映射至渗流模型中对应的几何

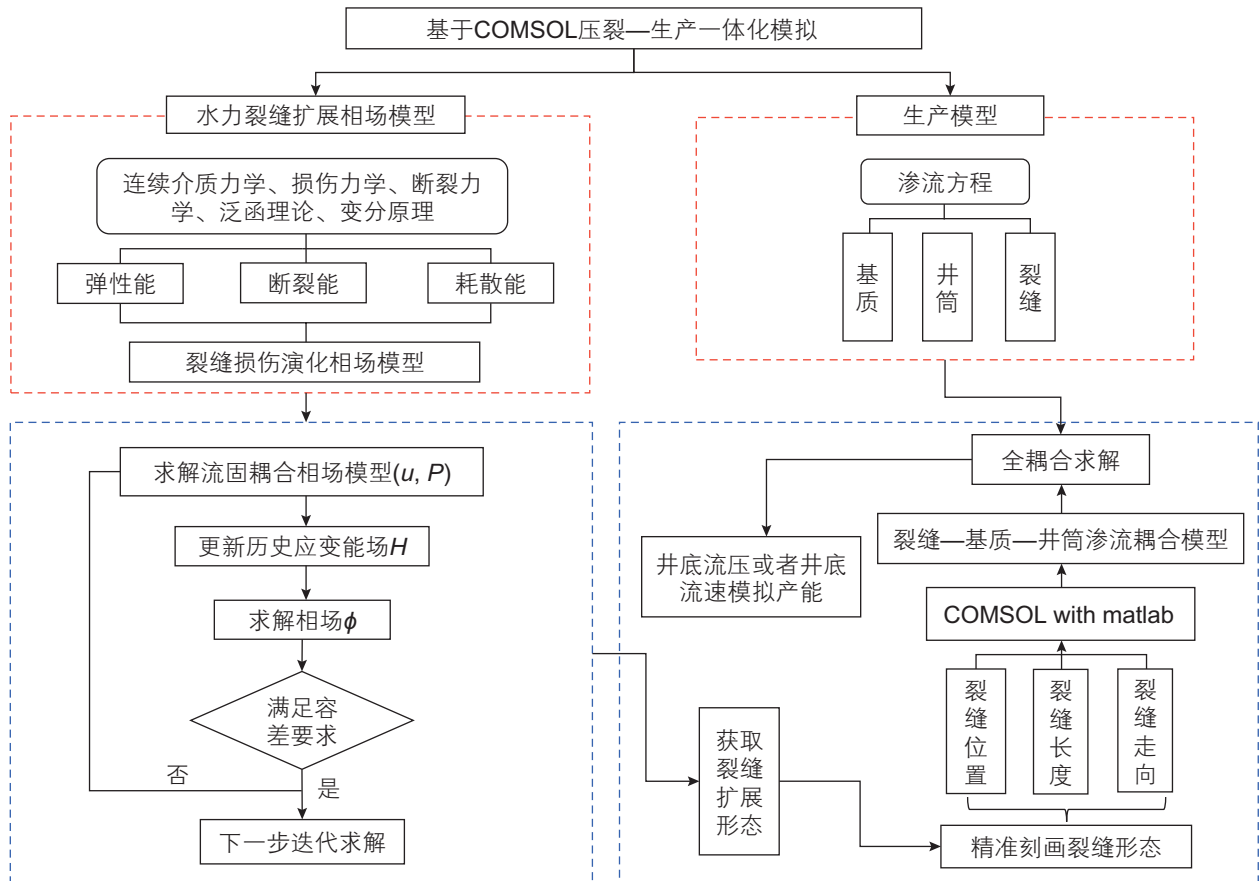


图1 数学模型路线图

Fig. 1 Mathematical model roadmap

与物性输入,实现两场(裂缝扩展与渗流)之间的顺序耦合传递。最后,利用裂隙流产能预测模型,基于公式(5)~(7)求解井底流压、流速,从而实现裂缝扩展及产能的一体化模拟。

2 模型建立与验证

2.1 裂缝扩展模型

本文模型基于流固耦合的相场方法,模型的具体建立及求解步骤可参考相关文献(Zhou等人^[40-41])。如图2所示,本文建立了流固全耦合段内多簇裂缝扩展模型,模型尺寸为100 m×100 m,簇间距分别为15 m、20 m、25 m,段内簇数分别为3簇、4簇、5簇。表1给出了模型储层与流体参数。

2.2 渗流与生产模型建立

为模拟压后生产动态分析,将相场法模拟得到的裂缝形态进行几何化描述,进一步刻画建立生产网格模型,通过裂隙流产能预测模型进行产能预测(如图3所示)。为精确描述裂缝形态和分布,本文采用了非结构化网格^[42]的离散裂缝方法,并结合自由三角形网格对裂缝区域进行了加密处理,以提高模拟精度。水力裂缝嵌入于相邻的基质单元之间,以确保裂缝区域在数值模拟中的准确刻画。

2.3 模型验证

(1) 裂缝扩展相场模型验证

为验证上述模型的准确性,本文以真三轴水力压裂物模实验数据为基础^[43],基于平面应变假设,建

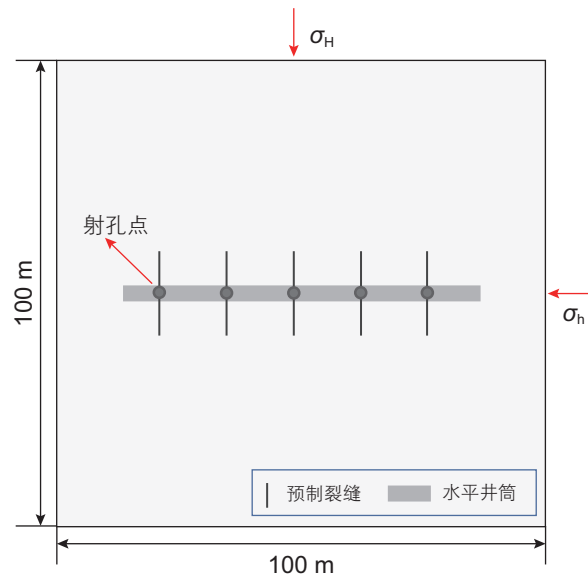


图2 段内多簇压裂几何模型

Fig. 2 The geometric model of the intra-stage multi-cluster fracturing

表1 模型输入参数

Table 1 The input parameters in the model

参数	值
弹性模量/GPa	60
泊松比	0.3
临界能力释放率/(N/m)	30 000
孔隙率	0.05
储层密度/(kg/m ³)	2450
流体密度/(kg/m ³)	1 × 10 ³
流体动力粘度/Pa·s	1 × 10 ⁻³
裂缝渗透率/m ²	1 × 10 ⁻⁴
基质渗透率/m ²	1 × 10 ⁻¹⁵

立了二维水力压裂数值模型，并将数值模拟结果与物理实验结果进行对比。真三轴物模实验所获得的实验参数以及基于该实验数据所运行的数值模型模拟参数分别见表2与表3。如图4所示，通过对比物理模型实验与数值模拟中射孔角度为60°、应力差为分别为3 MPa和6 MPa两种工况下裂缝的偏转路径与转向距离，发现裂缝扩展轨迹形态及转向距离高度一致^[43]。同时，对比预测与真实值结果的均方根误差(RMSE)

为0.065 cm，进一步验证了所建立模型在预测裂缝扩展方面的有效性与可靠性。

(2) 生产模型验证

本文选取了新疆MH区块致密油藏压裂水平井MH13XX的实际生产数据^[44]进行实例计算与拟合，以验证裂隙流方法及模型的准确性。表4给出了MaHW123XX井的储层参数。如图5所示，在生产初期，实际日产量与裂隙流模型模拟的结果之间存在一

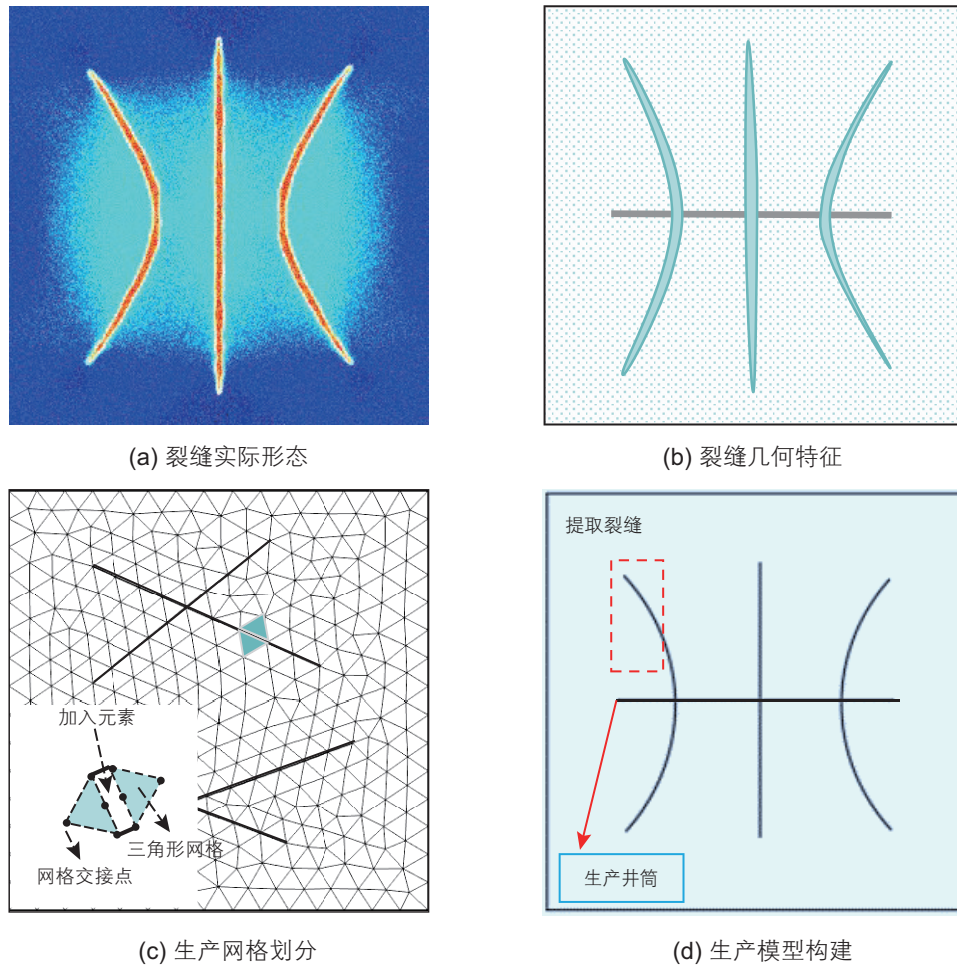


图3 渗流—生产模型构建流程

Fig. 3 The building process of seepage flow-production model

表2 真三轴物模实验参数表

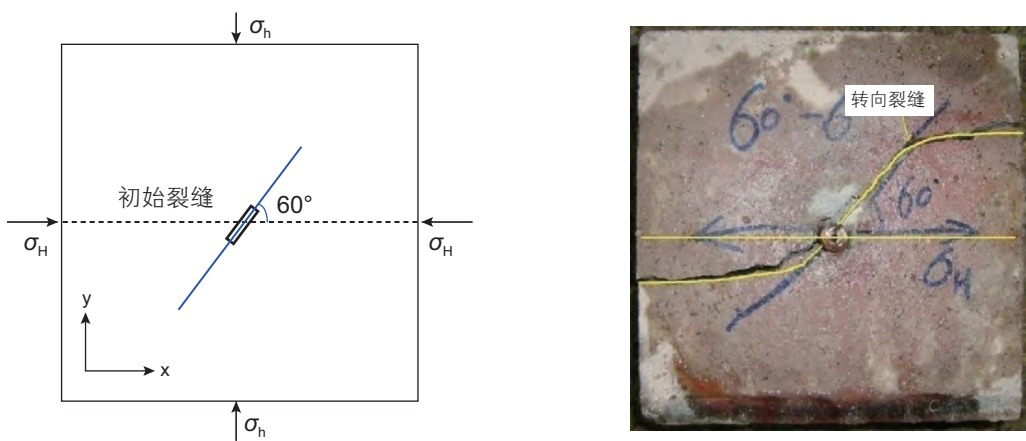
Table 2 The experiment parameters of true triaxial physical model

输入参数	数值
弹性模 E/GPa	8.402
泊松比 ν	0.23
孔隙度 θ	0.0185
基质渗透率 $K_m/\mu\text{m}^2$	1×10^{-4}
水平最大主应力 σ_H/MPa	6
水平最小主应力 σ_h/MPa	1

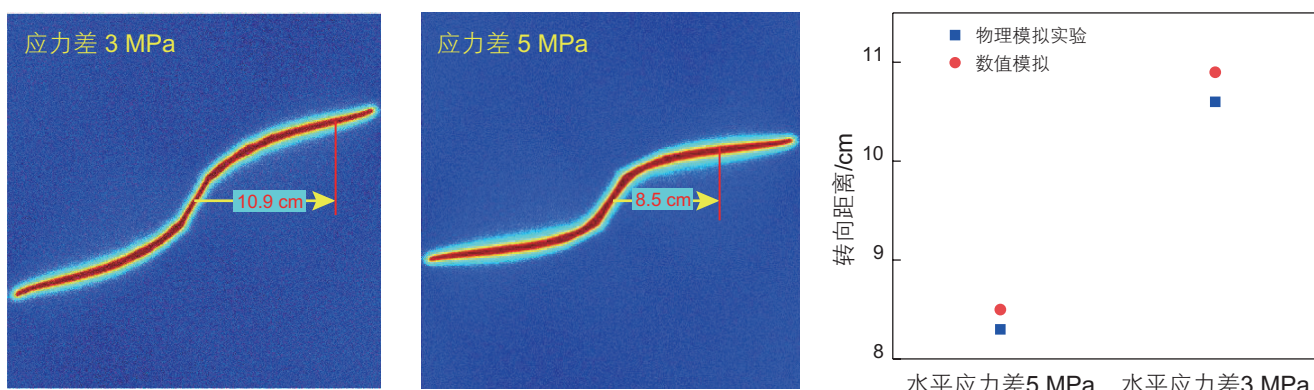
表3 数值模拟参数表

Table 3 Numerical Simulation parameter

输入参数	数值
局部扰动因子 k	1×10^{-9}
裂缝长度 L/mm	30
裂缝宽度 l_0/mm	3
断裂能 $G_c/(\text{N/m})$	400
储层密度 $/(kg/m^3)$	2450
流体密度 $/(kg/m^3)$	1000



(a) 几何模型构建及物理模拟实验结果^[43]



(b) 不同应力差下裂缝扩展形态及转向距离的验证^[43]

图 4 模拟与实验结果对比图

Fig. 4 Comparison between simulation and experimental results

表 4 MH 区块参数表

Table 4 Parameters of the MH reservoir block

水平井长度 / m	1323
孔隙度	0.088
原油密度 / (kg/m ³)	655
渗透率 / μm ²	1.2 × 10 ⁻³
流体粘度 / mPa·s	6
平均簇间距 / m	30
原始地层压力 / MPa	36
生产流压 / MPa	25

定差异, 然而, 随着生产的持续进行, 拟合效果显著提升, Pearson 相关系数达 0.749 92, 验证了模型的适用性和准确性。

3 模拟结果与分析

3.1 簇间距的影响

簇间距分别设置为 15 m、20 m、25 m, 图 6 给出

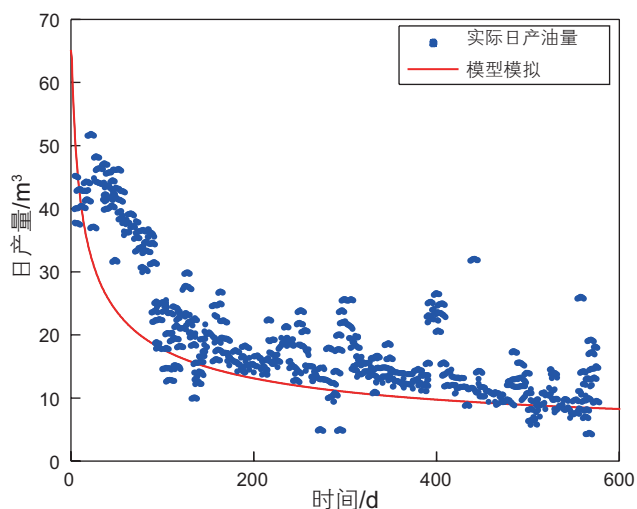


图 5 MH13XX 井实际生产拟合图

Fig. 5 Production matching diagram of MH13XX well

了相应的裂缝扩展轨迹及形态图(相场变量 ϕ 为无量纲变量)。可以看出, 不同簇间距下裂缝扩展均呈现出明显的簇间干扰现象^[45-47]。随着压裂过程的持续进行, 簇间应力干扰效应逐渐增强, 导致裂缝尖端发生偏转。

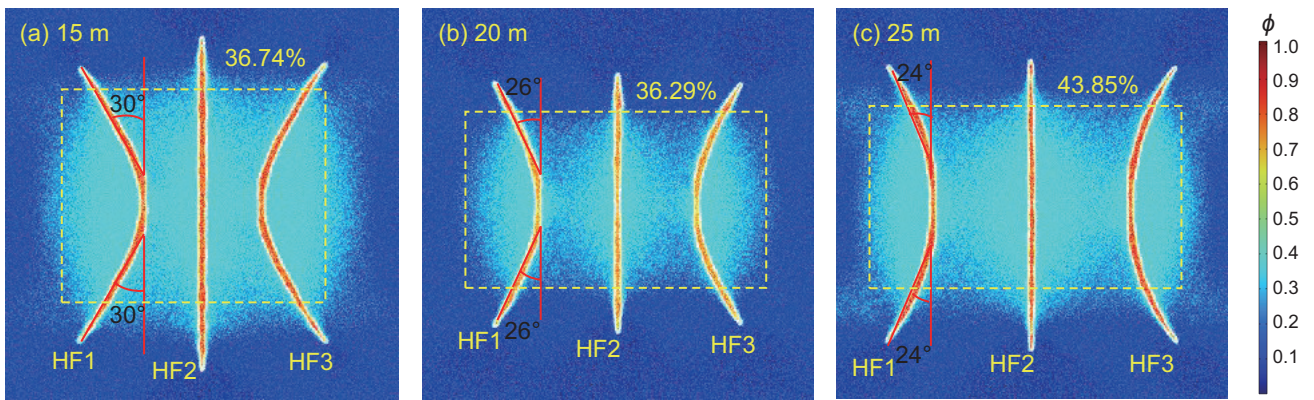


图 6 不同簇间距下裂缝扩展形态图

Fig. 6 Fracture propagation patterns under different cluster spacings

裂缝张开，产生诱导应力场，挤压周围岩石，使得岩石处于压剪状态，易产生剪切微裂缝，从而提高渗流能力，该区域为压缩破碎带，即图 6 中黄色框内浅蓝

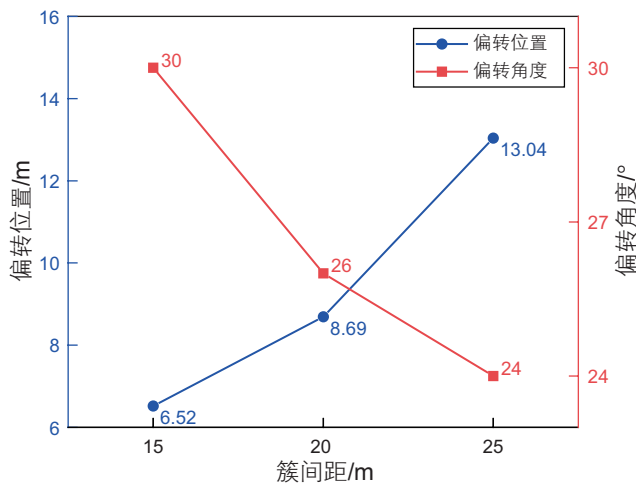


图 7 簇间距对偏转位置和偏转角度的影响

Fig. 7 Effects of cluster spacing on deflection position and angle

色区域。具体表现为当簇间距减小时，裂缝尖端偏转程度越大，诱导应力场控制面积增加。定义裂缝与最大水平主应力方向的夹角为裂缝尖端偏转角，裂缝偏转位置距射孔根部的距离为裂缝偏转位置^[48]。同时，由于模型对称性的设置，本文仅关注单侧裂缝的偏转情况。

图 7 给出了不同簇间距下裂缝尖端偏转角度和偏转位置数据，可以看出，簇间距从 15 m 增加至 20 m，HF1 裂缝尖端的偏转角度由 30° 减小至 26°，裂缝偏转位置向后推移，压缩破碎带区域面积占比降低至 36.29%；当簇间距从 20 m 增加至 25 m 时，HF1 裂缝尖端的偏转角度进一步减小至 24°，偏转位置后移幅度增加，但压缩破碎带区域面积占比升高至 43.85%。此时，裂缝之间的相互作用减弱，应力场的叠加效应降低，使得每簇裂缝能够更加充分地扩展，从而扩大了压缩破碎带的覆盖范围。

图 8 给出了不同簇间距下生产 1000 d 的渗流压力等值线图。可以看出，生产 1000 d 后，100 m × 100 m

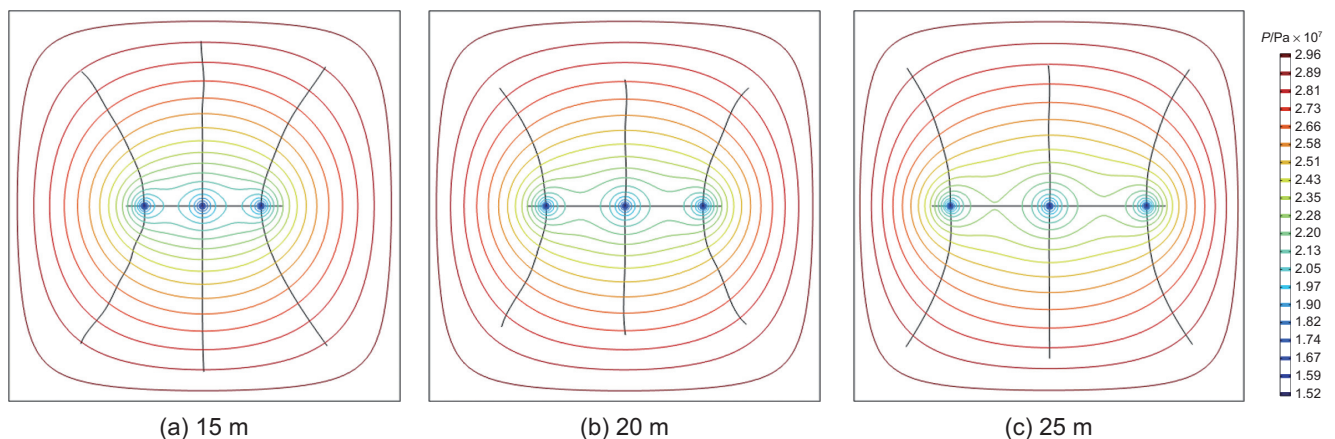


图 8 不同簇间距渗流压力等值线图

Fig. 8 Pressure contour maps under different cluster spacings

的区域内油气得到充分动用, 但渗流压力等值线密度有一定差异, 等值线密度决定渗流压力梯度和渗流速度。当簇间距为 15 m 时, 压力等值线在裂缝周围表现出高度密集的特征, 表明裂缝间压力梯度较大, 生产干扰效应较强, 流体主要集中在裂缝附近流动。随着簇间距增大至 20 m, 等值线密度减小, 裂缝间的生产干扰效应减弱, 压力波动范围扩大, 但压力梯度明显降低。当簇间距进一步增大至 25 m 时, 等值线分布稀疏程度进一步变大, 裂缝之间的渗流压力场趋向独立, 流体驱动力减弱。

图 9 给出了不同簇间距下生产曲线, 可以看出, 随着簇间距的增大, 裂缝尖端偏转角度减小, 储层有效压裂改造体连通性降低, 储层渗流通道减少, 导致原油产量呈下降趋势^[49]。簇间距从 15 m 增加到

20 m, 日产油峰值降低至 15.72 m³/d, 降幅为 31.20%, 日产油平稳值为 7.09 m³/d, 同比降低 33.19%, 生产 1000 d 的累计产油量为 16 097.24 m³, 较簇间距 15 m 减少了 24.62%; 进一步将簇间距从 20 m 增大至 25 m, 日产油峰值继续下降, 降幅为 20.10%, 日产油平稳值同比降低 17%, 生产 1000 d 的累计产油量降至 13 684.01 m³, 相较于簇间距为 20 m 时降幅为 14.99%。尽管簇间距增大时压缩破碎带面积在局部区域有所增大(簇间距从 20 m 增至 25 m 时, 其面积占比由 36.29% 升高至 43.85%), 但由于裂缝之间干扰和协同作用减弱, 主裂缝与破碎带之间的连通性下降, 储层整体渗流通道连续性变差, 导致产能较低。因此, 段内簇间距为 15 m 条件下, 裂缝网络的连通性与有效渗流能力更优, 具有更好的生产能力。

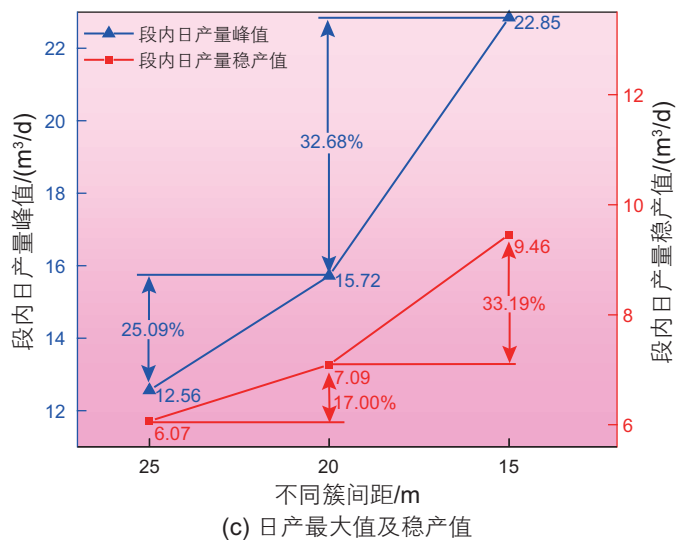
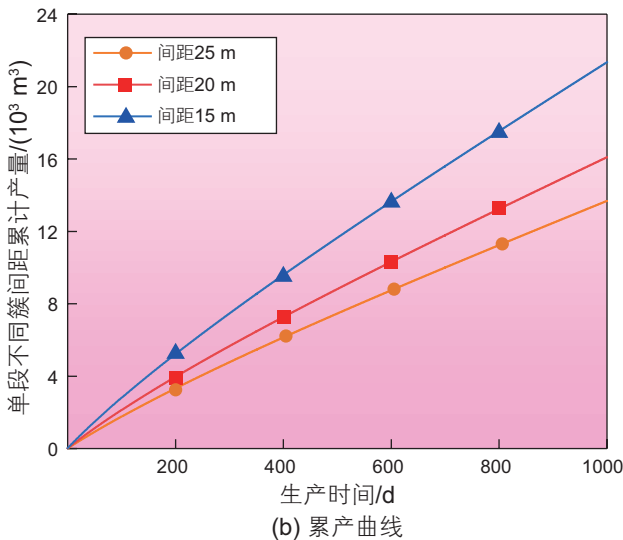
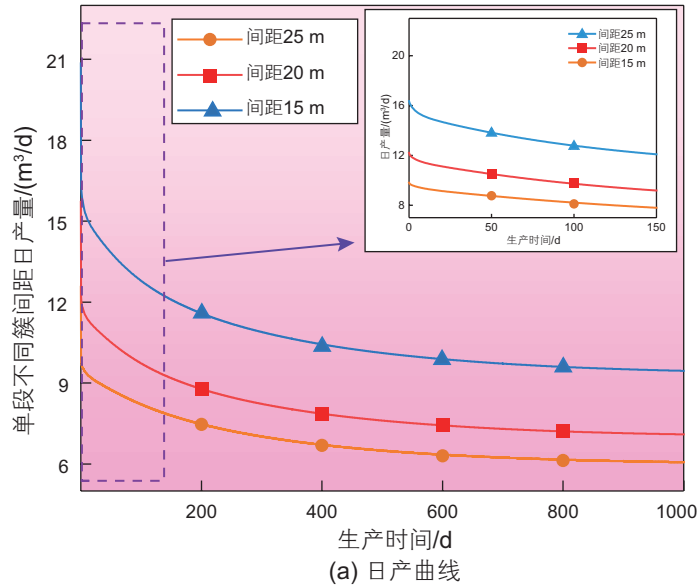


图 9 不同簇间距下生产曲线

Fig. 9 Production curves under different cluster spacings

3.2 段内簇数的影响

基于本文模型和表 1 中参数, 段内簇数分别设置为 3 簇、4 簇、5 簇, 图 10 给出了相应的裂缝扩展轨迹及形态图。可以看出, 裂缝形态受缝间干扰应力及原应力场叠加的综合影响, 呈现出相似的扩展趋势。随着段内簇数的增加, 外侧裂缝偏转角度、诱导应力场影响范围不断增加。当段内裂缝簇数从 3 簇增加至 4 簇时, 外侧裂缝尖端偏转角度由 30° 增加至 31° , 压缩破碎带区域面积占比由 36.74% 增加至 37.33%; 当段内簇数进一步增加至 5 簇时, 外侧裂缝偏转角度继续增加至 34° , 相较于段内 4 簇的次外侧裂缝 (HF2), 裂缝尖端偏转角度由 9° 增加至 11° , 压缩破碎带区域面积占比提升至 42.46%。

图 11 给出了段内不同簇数下生产 1000 d 后渗流压力等值线分布图。可以看出, 当段内簇数由 3 簇增加至 4 簇时, 裂缝周围压力等值线变得密集, 压力梯度明显增大, 裂缝间的生产干扰效应增强; 当段内簇

数增加至 5 簇时, 等值线集度进一步增大, 裂缝附近的压力梯度达到较高值, 流体流动能力增强, 生产干扰问题突出, 同时区域内原油动用程度更大。

图 12 给出了段内不同簇数下生产曲线。整体来看, 随着段内簇数由 3 簇依次增加至 5 簇, 日产量与累产油量均显著提升。这一趋势一方面受裂缝与储层基质接触面积增加的影响, 另一方面与多尺度渗流通道的构建优化及产流单元系统的耦合效能增强密切相关。具体来说, 随着簇数增加, 裂缝与储层基质连通性增强, 增大了接触面积并优化了流体渗流路径^[50], 缩短了流体流向主裂缝的距离, 降低了渗流阻力与能量损耗, 同时多尺度产流单元 (主裂缝、压裂破碎带及基质孔隙等) 之间的协同作用更为显著, 整体提升了储层的动态产能响应。当段内簇数从 3 簇增加到 4 簇时, 日产油峰值从 $6.26 \text{ m}^3/\text{d}$ 增大至 $7.14 \text{ m}^3/\text{d}$, 增幅为 14.14%; 日产油平稳值为 $2.88 \text{ m}^3/\text{d}$, 同比增加 1.7%, 生产 1000 d 累产油量为 6646.22 m^3 , 较段内 3 簇时增幅为 3.79%。将段内簇数从 4 簇变为 5 簇

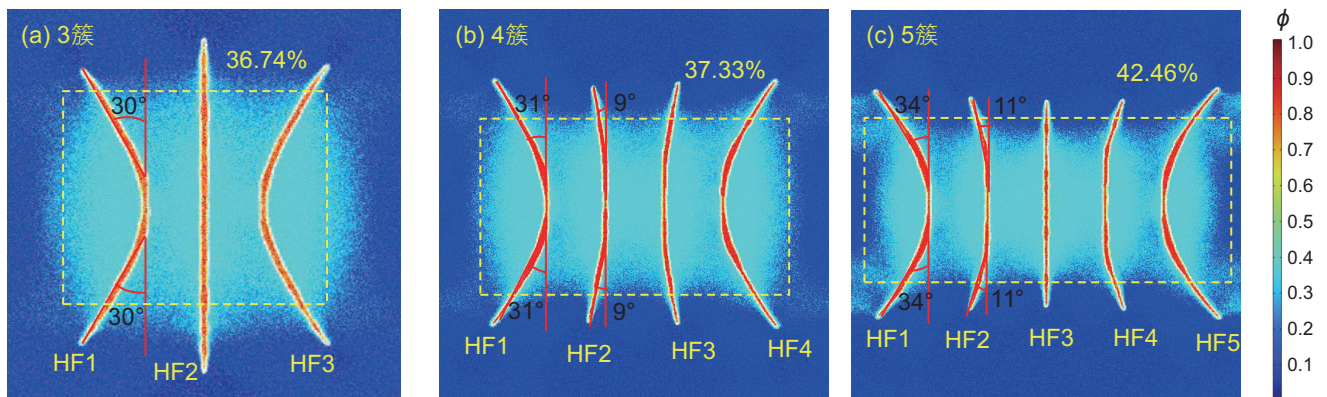


图 10 不同簇数裂缝扩展形态图

Fig. 10 Fracture propagation patterns with different cluster numbers

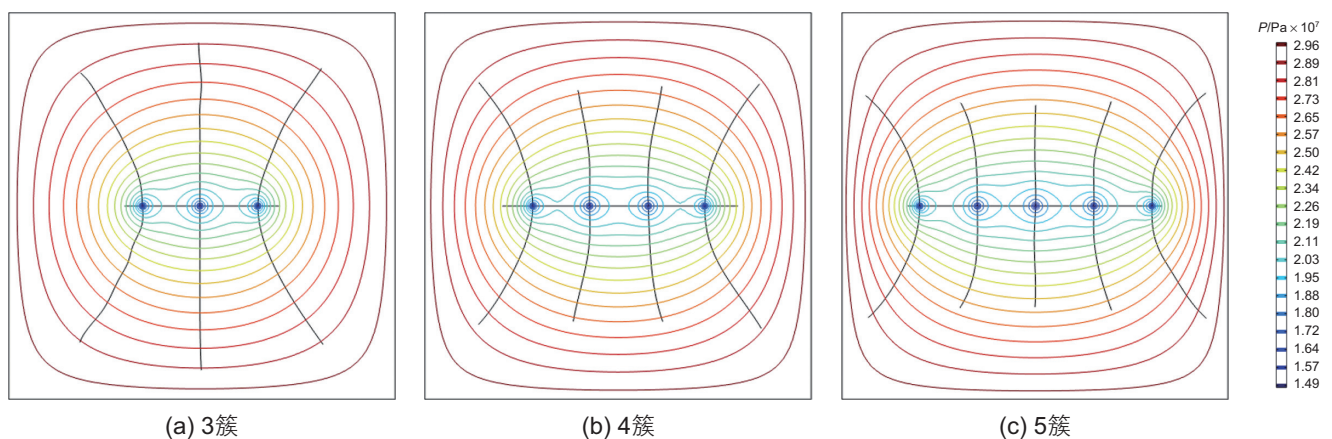


图 11 不同簇数压力等值线图

Fig. 11 Production curves with different cluster numbers

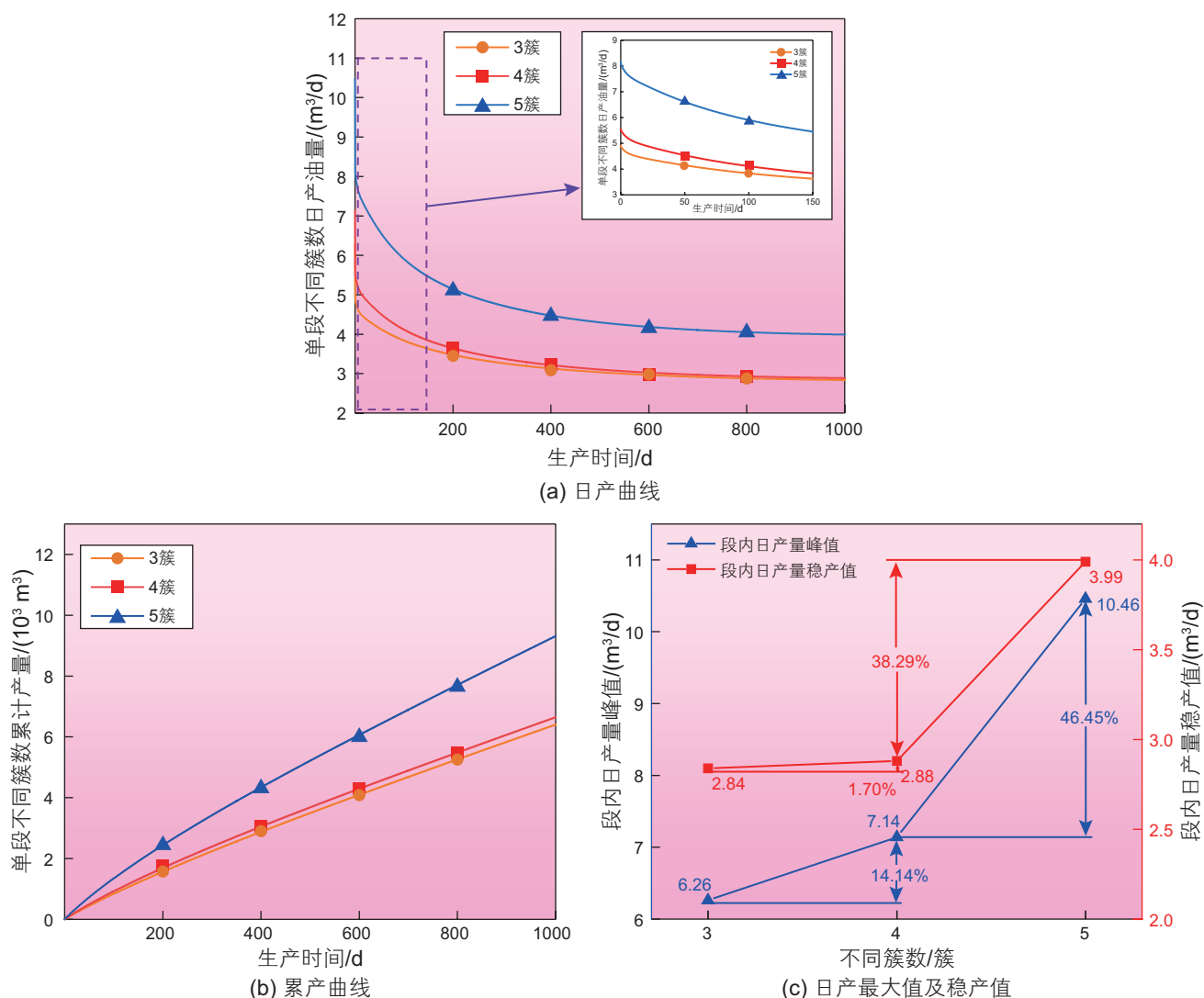


图12 段内不同簇数下生产曲线

Fig. 12 Production curves with different cluster numbers

时, 日产油峰值继续提升, 增幅为 46.45%, 日产油平稳值同比增长 38.29%, 生产 1000 d 的累产油量增大至 9315.13 m³, 相较于段内 4 簇时增幅为 40.16%。结果表明, 段内 5 簇对应的日产油量、累产油量远大于段内簇数为 4 簇、3 簇的情况。

4 结论

本文耦合相场法和裂隙流方法, 构建了压裂扩展—渗流生产一体化仿真方法, 系统研究了簇间距、段内簇数对裂隙扩展形态、应力场分布、缝间干扰程度、生产潜力等影响规律, 得到如下结论。

(1) 相场法能够准确捕捉裂隙扩展形态, 与实验结果基本一致, 进而可以量化应力场分布及干扰程度; 裂隙流方法能够针对任意扩展路径的裂隙开展渗流模

拟, 计算生产干扰程度和产能大小; 二者结合, 形成了压裂—生产一体化模拟方法。

(2) 当簇间距从 15 m 增大至 25 m 时, 裂隙发生偏转的位置后移, 外侧裂隙偏转角度降幅为 20%, 日产油峰值降幅为 31.20%, 日产油平稳值降幅为 33.19%, 1000 d 累产油降幅为 24.62%。因此, 段内簇间距为 15 m 产生裂隙的生产能力远大于簇间距为 20 m 和 25 m 的情况。

(3) 当段内簇数从 3 簇增加至 5 簇时, 外侧裂隙尖端偏转角度增幅为 13.33%, 压缩破碎带区域面积增幅为 15.57%, 日产油峰值增幅为 67.04%, 日产油平稳值增幅为 40.67%, 1000 d 累产油增幅为 40.16%。因此, 段内 5 簇压裂产生的裂隙, 所得的日产油量、累产油量远大于段内 4 簇、3 簇的情况。

参考文献

- [1] 贾承造, 姜林, 赵文. 页岩油气革命与页岩油气、致密油气基础地质理论问题[J]. 石油科学通报, 2023, 8(06): 695–706. [JIA C Z, JIANG L, ZHAO W. The shale revolution and basic geological theory problems of shale and tight oil and gas[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 5: 695–706.]
- [2] 国家能源局. 2023年全国油气勘探开发十大标志性成果[EB/OL]. (2024-01-09)[2024-01-09]. http://www.nea.gov.cn/2004-01/09/c_1310759352.htm. [National Energy Administration. Top ten landmark achievements in oil and gas exploration and development in China in 2023[EB/OL]. (2024-01-09)[2024-01-09]. http://www.nea.gov.cn/2004-01/09/c_1310759352.htm.]
- [3] 马新华, 张晓伟, 熊伟, 等. 中国页岩气发展前景及挑战[J]. 石油科学通报, 2023, 8(04): 491–501. [MA X H, ZHANG X W, XIONG W, et al. Prospects and challenges of shale gas development in China[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 491–501.]
- [4] 罗良才, 张焕芝, 张珈铭, 等. 国内外油气勘探开发形势及发展趋势[J]. 石油科技论坛, 2024, 43(4): 18–24. [LUO L C, ZHANG H Z, ZHANG J M, et al. Situation and development trend of Chinese and foreign oil and gas exploration and development[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2024, 43(4): 18–24.]
- [5] 邹才能, 杨智, 张国生, 等. 非常规油气地质学理论技术及实践[J]. 地球科学, 2023, 48(6): 2376–2397. [ZOU C N, YANG Z, ZHANG G S, et al. Theory, technology and practice of unconventional petroleum geology[J]. Earth Science, 2023, 48(6): 2376–2397.]
- [6] PU W, WU T, ZHAO J, et al. Nano-structure of hydrolyzed polyacrylamide strengthened ultra stable nitrogen foam: Lab experiments and molecular dynamics simulation[J]. Journal of Molecular Liquids, 2024, 396: 124103.
- [7] CHENG T, YANG Z, YAN W, et al. Impact of the Nano-SiO₂ particle size on oil recovery dynamics: Stability, interfacial tension, and viscosity reduction[J]. Energy & Fuels, 2024, 38(16): 15160–15171.
- [8] LI J, ZHOU X, LIU X, et al. Cross-scale diffusion characteristics in microscale fractures of tight and shale gas reservoirs considering real gas–mixture–body diffusion–water film coupling[J]. Energy, 2023, 283: 128469.
- [9] CONG Z, LI Y, PAN Y, et al. Study on CO₂ foam fracturing model and fracture propagation simulation[J]. Energy, 2022, 238: 121778.
- [10] XU S, GUO J, FENG Q, et al. Optimization of hydraulic fracturing treatment parameters to maximize economic benefit in tight oil[J]. Fuel, 2022, 329: 125329.
- [11] HU X, TU Z, MA S, et al. A new fracture parameters inversion model based on the pressure of shut-in under pressure-dependent leak-off conditions[C]//Proceedings of the Unconventional Resources Technology Conference. Houston, USA: URTEC, 2022: 1473–1491.
- [12] TAN P, JIN Y, YUAN L, et al. Understanding hydraulic fracture propagation behavior in tight sandstone–coal interbedded formations: An experimental investigation[J]. Petroleum Science, 2019, 16: 148–160.
- [13] LI M H, ZHOU F J, LIU J J, et al. Quantitative investigation of multi-fracture morphology during TPDF through true tri-axial fracturing experiments and CT scanning[J]. Petroleum Science, 2022, 19(4): 1700–1717.
- [14] PAKZAD R, WANG S, SLOAN S W. 3D finite element modeling of fracturing in heterogeneous rock: From pure solid to coupled fluid/solid analysis[C]//ISRM EUROCK. ISRM, 2018: ISRM-EUROCK–2018–119.
- [15] PEZZULLI E, NEJATI M, SALIMZADEH S, et al. Finite element simulations of hydraulic fracturing: A comparison of algorithms for extracting the propagation velocity of the fracture[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2022, 274: 108783.
- [16] BELYTSCHKO T, BLACK T. Elastic crack growth in finite elements with minimal remeshing[J]. International journal for numerical methods in engineering, 1999, 45(5): 601–620.
- [17] BELYTSCHKO T, MOËS N, USUI S, et al. Arbitrary discontinuities in finite elements[J]. International Journal for Numerical Methods in Engineering, 2001, 50(4): 993–1013.
- [18] LI S, FIROOZABADI A, ZHANG D. Hydromechanical modeling of nonplanar three-dimensional fracture propagation using an iteratively coupled approach[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2020, 125(8): e2020JB020115.
- [19] YUSHI Z, XINFANG M, TONG Z, et al. Hydraulic fracture growth in a layered formation based on fracturing experiments and discrete element modeling[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2017, 50: 2381–2395.
- [20] BOURDIN B, FRANCFORT G A, MARIGO J J. The variational approach to fracture[J]. Journal of elasticity, 2008, 91: 5–148.
- [21] VODIČKA R. A computational approach for phase-field model of quasi-brittle fracture under dynamic loading[J]. International Journal of Fracture, 2024: 1–26.
- [22] BUCKMASTER J D, LUDFORD G S S. Theory of laminar flames[J]. Annual Review of Fluid Mechanics, 1982, 14(1): 365–393.
- [23] MCCLURE M W, BABAZADEH M, SHIOZAWA S, et al. Fully coupled hydromechanical simulation of hydraulic fracturing in 3D discrete-fracture networks[J]. Spe Journal, 2016, 21(04): 1302–1320.
- [24] 窦宏恩, 李彦辉, 张蕾, 等. 当前渗流力学理论遇到的挑战与对策思考[J]. 石油科学通报, 2024, 9(03): 449–464. [DOU H E, LI Y H, ZHANG L, et al. Challenges and countermeasures in current mechanics theory of fluid flow in multiparous media[J]. Petroleum

- Science Bulletin, 2024, 3: 449–464.]
- [25] BOURDIN B, CHUKWUDON C, YOSHIOKA K. A variational approach to the numerical simulation of hydraulic fracturing[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, USA, 2012: SPE-159154-MS.
- [26] WHEELER M F, WICK T, WOLLNER W. An augmented-Lagrangian method for the phase-field approach for pressurized fractures[J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2014, 271: 69–85.
- [27] 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.
- [28] ZHOU L, CHEN J, GOU Y, et al. Numerical investigation of the time-dependent and the proppant dominated stress shadow effects in a transverse multiple fracture system and optimization[J]. Energies, 2017, 10(1): 83.
- [29] LIU J, LIANG X, XUE Y, et al. Investigation on crack initiation and propagation in hydraulic fracturing of bedded shale by hybrid phase-field modeling[J]. Theoretical and Applied Fracture Mechanics, 2020, 108: 102651.
- [30] ZHU K, GAO L, SUN F. Numerical simulation study on optimization of development parameters of condensate gas reservoirs[J]. Processes, 2024, 12(10): 2069.
- [31] 邹昊男, 蒋葵霖, 杨雨晨, 等. 页岩气压裂水平井产量预测模型研究[J]. 渗流力学进展, 2024, 13: 1. [ZOU H N, JIANG K L, YANG Y C, et al. Study on production prediction model of fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. Advances in Porous Flow, 2024, 13: 1.]
- [32] 许江文, 王明星, 王俊超, 等. 吉木萨尔页岩油水平井体积压裂技术实践与认识[J]. 新疆石油天然气, 2024, 20(3): 23–29. [XU J W, WANG M X, WANG J C, et al. Practice and understanding of volume fracturing technology for horizontal wells in Jimsar shale oil reservoir[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2024, 20(3): 23–29.]
- [33] GRIFFITHS A. The phenomena of rupture and flow in solids[J]. Metalloved. Term. Obrab. Met. (Russia), 1995, 1: 9–14.
- [34] ZHOU S, ZHUANG X, RABCZUK T. A phase-field modeling approach of fracture propagation in poroelastic media[J]. Engineering Geology, 2018, 240: 189–203.
- [35] LEE S, WHEELER M F, WICK T. Pressure and fluid-driven fracture propagation in porous media using an adaptive finite element phase field model[J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2016, 305: 111–132.
- [36] JIAXIANG X U, LIFENG Y, YUNHONG D. Influencing factors on the productivity of the volume-fractured horizontal well in the tight oil reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(1): 162–168.
- [37] MIEHE C, HOFACKER M, WELSCHINGER F. A phase field model for rate-independent crack propagation: Robust algorithmic implementation based on operator splits[J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2010, 199(45–48): 2765–2778.
- [38] ZHANG Y, LI Q. A nonlinear flow model for rough fractures with geometric heterogeneity based on improved Izbash's law[J]. Journal of Hydrology, 2024, 632: 130894.
- [39] 王海龙. 基岩裂隙水渗流数值模拟研究综述[J]. 世界核地质科学, 2012, 29(02): 85–91. [WANG H L. Review on the numerical simulation of seepage of bedrock fissure water[J]. World Nuclear Geoscience, 2012, 29(2): 85–91.]
- [40] 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.
- [41] ZHOU S, RABCZUK T, ZHUANG X. Phase field modeling of quasi-static and dynamic crack propagation: COMSOL implementation and case studies[J]. Advances in Engineering Software, 2018, 122: 31–49.
- [42] 朱大伟, 胡永乐, 崔明月, 等. 局部网格加密与嵌入式离散裂缝模型耦合预测压裂改造井产能[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(02): 341–348. [ZHU D W, HU Y L, CUI M Y, et al. Coupling of local grid refinement and embedded discrete fracture model to predict the productivity of fractured wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(02): 341–348.]
- [43] 姜浒, 陈勉, 张广清, 等. 定向射孔对水力裂缝起裂与延伸的影响[J]. 岩石力学与工程学报, 2009, 28(07): 1321–1326. [JIANG H, CHEN M, ZHANG G Q, et al. Influence of directional perforation on hydraulic fracture initiation and propagation[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2009, 28(07): 1321–1326.]
- [44] 汪鹏. 新疆砂砾岩油藏压裂水平井流固耦合产能模型[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020. [WANG P. Fluid-solid coupling productivity model of fractured horizontal wells in Xinjiang conglomerate reservoirs[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.]
- [45] 盛茂, 邓超, 李杰, 等. 非均匀射孔控制多簇裂缝均衡扩展机制及参数优化[J]. 新疆石油天然气, 2024, 20(3): 54–63. [SHENG M, DENG C, LI J, et al. Non-uniform perforation to balance multi-cluster fractures propagation and parameter optimization[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2024, 20(3): 54–63.]
- [46] 张玖. 页岩储层水平井压裂多裂缝竞争扩展规律研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2022. [ZHANG J. Study on competitive propagation laws of multiple fractures in horizontal well fracturing of shale reservoirs[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2022.]
- [47] 江铭, 李志强, 段贵府, 等. 水力裂缝导流能力对深层页岩气产能的影响规律[J]. 新疆石油天然气, 2023, 19(1): 35–41. [JIANG M, LI Z Q, DUAN G F, et al. Effect of hydraulic fracture conductivity on deep shale gas production[J]. Xinjiang oil & Gas, 2023, 19(1):

- 35–41.]
- [48] 曲占庆, 田雨, 李建雄, 等. 水平井多段分簇压裂裂缝扩展形态数值模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(01): 102–109. [QU Z Q, TIAN Y, LI J X, et al. Numerical simulation of fracture propagation morphology in multi-stage and multi-cluster fractured horizontal wells[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(1): 102–109.]
- [49] ZHOU X H, XU G S, CUI H Y, et al. Fracture development and hydrocarbon accumulation in tight sandstone reservoirs of the Paleogene Huagang Formation in the central reversal tectonic belt of the Xihu Sag, East China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 499–512.
- [50] SOREK N, MORENO J A, RICE R N, et al. Productivity-maximized horizontal-well design with multiple acute-angle transverse fractures[J]. SPE Journal, 2018, 23(05): 1539–1551.

(编辑 马桂霞)

第一作者: 王博(1990年—), 博士, 副教授, 从事储层改造相关教学与科研工作, wangbo@cupk.edu.cn。

通讯作者: 周福建(1966年—), 博士, 教授, 主要从事储集层改造与储集层保护方面的研究工作, zhoufj@cup.edu.cn。