

基于改进 DFM-NM 的页岩油多井干扰三维数值模型及应用

周彪¹, 陈志明^{1*}, 赵辉², 韩佳鹏¹, 赵续荣¹, YU Wei³

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 长江大学石油工程学院, 武汉 430100

3 美国得州大学奥斯汀分校石油与地质系统工程系, 得州奥斯汀 TX78712

* 通信作者, zhimingchn@cup.edu.cn

收稿日期: 2024-03-05; 修回日期: 2024-03-26

国家自然科学基金面上项目(52274046、52074322)和北京市科技新星计划(20230484249)联合资助

摘要 矿场实践表明, 立体井网开发技术可有效挖掘页岩油气资源未动用储量。然而, 随着立体井网的加密部署, 导致平面及纵向井间干扰现象愈发严重, 限制了页岩油气资源的高效开发, 准确评价井间干扰程度及其影响因素是目前亟需解决的关键问题。为此, 基于改进的离散裂缝数值试井模型, 采用非结构四面体网格建立考虑纵向干扰的立体开发页岩油多井干扰三维数值模型, 采用 Newton-Raphson 迭代对模型进行了求解。验证了数值模型的准确性, 并定义井间干扰程度系数, 分析不同井距与裂缝参数下的井间干扰程度。结果表明随着水平井距的增大, 井间干扰程度迅速减小; 随着纵向井距的增大, 井间干扰程度先增大后减小; 与纵向井距的影响相比, 水平井距对井间干扰程度的影响更显著; 干扰程度随着邻井开采强度、压裂裂缝数目、压裂裂缝长度和压裂裂缝导流能力的增大而增大; 天然裂缝会加剧井间干扰程度。对鄂尔多斯盆地两口压裂水平井进行实例应用, 结合灰色关联度分析方法, 计算了井间干扰程度与各参数间的关联度, 确定了影响其井间干扰程度的主控因素为沿裂缝方向水平井距、压裂裂缝长度和压裂裂缝数目。同时发现, 纵向井距对井间干扰程度有显著影响, 立体开发下的纵向干扰不容忽视, 合理的纵向井距能够有效降低井间干扰程度。研究结果可为立体井间干扰评价及页岩油开发参数优化提供理论依据。

关键词 井间干扰; 纵向干扰; 关联度分析; 立体开发; 页岩油

中图分类号: TE319

A three-dimensional numerical model and application of shale oil multi-well interference based on improved DFM-NM

ZHOU Biao¹, CHEN Zhiming¹, ZHAO Hui², HAN Jiapeng¹, ZHAO Xurong¹, YU Wei³

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

引用格式: 周彪, 陈志明, 赵辉, 韩佳鹏, 赵续荣, YU Wei. 基于改进 DFM-NM 的页岩油多井干扰三维数值模型及应用. 石油科学通报, 2024, 09(06): 1005-1022

ZHOU Biao, CHEN Zhiming, ZHAO Hui, HAN Jiapeng, ZHAO Xurong, YU Wei. A three-dimensional numerical model and application of shale oil multi-well interference based on improved DFM-NM. Petroleum Science Bulletin, 2024, 09(06): 1005-1022. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.06.077

2 College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100, China

3 Hildebrand Department of Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin, Austin TX78712, USA

Received: 2024-03-05; Revised: 2024-03-26

Abstract Field practices have demonstrated that three-dimensional well-pad development technology can effectively exploit untapped reserves of shale oil/gas resources. However, the applications of the three-dimensional well-pad development has led to increased horizontal/vertical multi-well interferences. This phenomenon has become increasingly severe, which restricts the efficient development of shale oil and gas resources. Thus, accurately assessing the degree of well interference and its influencing factors is a critical issue that urgently needs to be addressed. To tackle this, we proposed a three-dimensional numerical model of multi-well interference. The proposed model is based on the numerical well-testing model for fractured reservoirs based on unstructured tetrahedral mesh. In addition, the discrete fracture model (DFM) is used to account for non-penetrating geological fracture features. The numerical model is solved using Newton-Raphson iteration. Its accuracy is verified by comparing it with a commercial well testing software. After verification, a coefficient for the degree of well interference is defined, and the analyses of well interference under different well spacings and fracture parameters are conducted. The results indicate that increasing the horizontal spacing leads to a rapid decrease in the degree of well interference. As the vertical spacing increases, the degree of well interference initially increases and then decreases. The influence of horizontal spacing on the degree of well interference is more significant compared to the impact of vertical spacing. The degree of interference increases with the greater production intensity, hydraulic fracture number, hydraulic fracture length, and hydraulic fracture conductivity of adjacent well. The existences of natural fractures can strengthen the degree of well interference. Applying grey relational analysis method, the correlation between the degree of well interference and various influencing parameters was calculated for the well pads from the Ordos Basin. The main controlling factors affecting the degree of well interference are including the horizontal spacing along the fracture direction, fracture length, and fracture number. It is also found that the vertical spacing between wells has a significant impact on the degree of well interference, which should not be underestimated. A reasonable vertical spacing can effectively reduce the degree of well interference. The research results can provide a theoretical basis for the evaluation of well interference and the optimization of development parameters in shale oil development.

Keywords well interference; vertical interference; correlation analysis; three-dimensional development; shale oil

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.06.077

0 引言

截至 2022 年底, 中国陆相页岩油预测储量达 29.74 亿 t^[1-2], 是保障我国能源安全的重要支撑。矿场实践表明, 立体井网开发技术可有效挖掘页岩油气资源未动用储量^[3-6]。但是, 随着立体井网的加密部署, 导致了平面及纵向井间干扰现象愈发严重, 一定程度上限制了页岩油气资源的高效开发^[7]。

页岩储层井间干扰的产生是多方面因素导致的, 包括邻井生产导致的压力亏空、生产井与邻井的井距过小、井间存在优势渗流通道等^[8-9]。储层参数和工程参数都对井间干扰具有重要影响, 储层参数人为难以控制, 而工程参数包括压力施工参数等可以人为控制。如何在采取压裂措施提高单井产能的同时, 尽可能降低井间干扰对高效开发的影响, 是目前亟需解决的关键问题。而准确判断和评价井间干扰的影响, 是人为干预、降低井间干扰的前提。压力监测、流量监测是应用较为广泛的井间干扰判断方法, 常见的方法还包括压裂数据分析、微地震数据监测、示踪剂监测等^[10-15]。许多学者基于压力数据和产量数据, 开展了

压力瞬态分析 (PTA) 和速率瞬态分析 (RTA) 研究, PTA 主要用于短期压力测试资料的试井分析, 而 RTA 主要用于中长期的产量数据分析。针对井间干扰现象的压力数据分析, 孙贺东^[16]建立了一种邻井同时生产或同时关井两种情况下的试井曲线图版, 分析了井间干扰下的试井曲线响应特征。Yu 等^[17]利用建立的半解析模型对比分析了通过基质、压窜裂缝和天然裂缝 3 种干扰机制下的压力特征, 结果表明井间连通裂缝和天然裂缝对生产井的井底压力有显著影响。程时清等^[18]建立了一种压裂水平井多井干扰压力分析方法, 结果表明注水井与生产井井距越小, 干扰流动阶段持续的时间越久。Chen 等^[19]研究了邻井干扰下的多段压裂水平井的试井曲线特征, 定性评价了井距及邻井生产制度对生产井的影响。对于产量数据的分析, Yaich 等^[20]采用 Arps 产量递减曲线和产量压力归一化方法, 并定义了产能指数, 分析了井间干扰对页岩储层产能的影响。褚洪杨^[21]引入偏差压力与特征点, 分别建立了井间干扰影响下的 PTA 和 RTA 方法, 并结合图版拟合方法建立了存在井间干扰下的综合试井分析方法。

此外, 还有许多学者研究了缝间和井间干扰的机

理、影响因素及参数优化方法。Wu 等^[22]通过位移不连续法将井岩石变形和流体流动耦合，研究结果表明井间干扰是由裂缝沟通导致的井间连通引起的。李跃纲等^[23]认为井间干扰受地质因素和工程因素影响，包括地层能量、地质力学特征、储层改造体积、井距和应力阴影等，且干扰以负面影响为主。Fiallos 等^[24]研究了井间连通裂缝对井间干扰的影响，结果表明连通裂缝数目会加剧干扰，而井间干扰会促进相邻井的井底压力趋于平衡。周小金等^[25]分析了川南页岩气井间干扰的影响因素，结果表明储层高渗透带和压力亏空是导致井间干扰的重要地质因素，井距减小和人工裂缝增长是导致井距干扰的重要工程因素。现有研究主要针对平面干扰的定性分析，仍缺少立体开发下的井间干扰程度评价研究。

数值试井模型能够准确模拟早期的瞬态流动，因此，基于改进的离散裂缝数值试井模型(DFM-NM)^[26]，采用非结构四面体网格考虑非贯穿地层裂缝特征，建立了考虑纵向干扰的立体开发页岩油多井干扰三维数值模型，通过商业数值模拟器验证了模型的准确性；定义了井间干扰程度系数，量化井间干扰的影响；基于此，分析了工程因素，包括水平井距、纵向井距、邻井开采强度、裂缝数目、裂缝长度和裂缝导流能力对井间干扰程度的影响；最后，结合灰色关联度分析方法，计算了井间干扰程度与各影响参数之间的关联度，筛选了影响井间干扰程度的主控因素，以指导井距和裂缝参数优化，保障非常规油气资源的高效开发。

1 物理模型

考虑页岩储层中有两口多段压裂水平井，两口水平井垂深不同，存在高度差，如图 1 所示。为建立数

学模型，假设条件如下：①储层均质、水平、等厚的，具有封闭边界，初始状态下各点压力相同；②储层中流体为单相微可压缩流体，且流体流动符合达西定律；③裂缝不完全贯穿地层，流体仅通过裂缝流入井筒；④考虑表皮效应和重力的影响，不考虑温度和井筒内压力损失的影响；⑤生产井、邻井以恒定压力生产，主要以生产井为研究对象。

2 数学模型

基于改进的离散裂缝数值试井模型(DFM-NM)^[26]，进一步采用非结构四面体网格考虑非贯穿地层裂缝特征，建立了考虑纵向干扰的立体开发页岩油多井干扰三维数值模型，其数学模型包括基质渗流方程、裂缝渗流方程、井方程、初始条件、边界条件和模型求解方法，详见附录。

2.1 模型建立

基质系统的流体渗流方程为：

$$\frac{1}{3.6} \frac{\partial(\rho\phi_m)}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\rho \frac{K_m}{\mu} (\nabla p_m - \rho g \nabla z) \right) + \rho q_{mf} / V \quad (1)$$

式中 3.6 表示单位之间的换算系数； ρ 表示流体密度， kg/m^3 ； ϕ_m 为基质孔隙度； t 表示生产时间， h ； K_m 表示基质渗透率， D ； μ 表示流体粘度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ； p_m 表示基质压力， MPa ； g 表示重力加速度； z 表示高度， m ； q_{mf} 表示基质与裂缝间的流体交换速率， m^3/d ； V 表示孔隙体积， m^3 。

裂缝系统的流体渗流方程为：

$$\frac{1}{3.6} \frac{\partial(\rho\phi_f)}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\rho \frac{K_f}{\mu} (\nabla p_f - \rho g \nabla z) \right) - \rho q_{mf} / V \quad (2)$$

式中 ϕ_f 表示裂缝孔隙度； K_f 表示裂缝渗透率， D ； p_f 表

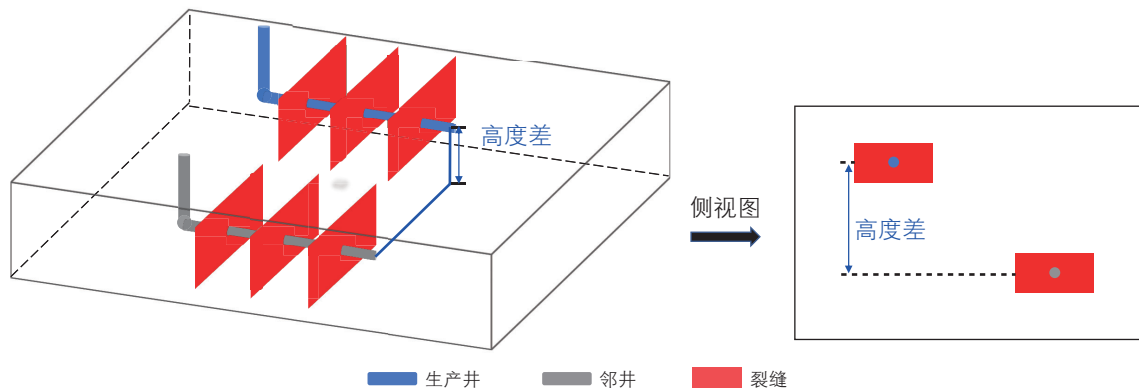


图 1 两口多段压裂水平井物理模型

Fig. 1 Physical model of two multi-stage fractured horizontal wells

示裂缝压力, MPa。

井方程为:

$$Bq = \frac{WI_f}{\mu} (p_e - p_{wf}) \quad (3)$$

其中井指数^[27]表达式为:

$$WI_f = \frac{K_f w_f}{1.842 \times 10^{-3} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (4)$$

$$r_e = 0.14 \sqrt{2A_e} \quad (5)$$

式中 1.842×10^{-3} 表示单位换算系数; B 表示流体体积系数, m^3/m^3 ; q 表示各射孔点的平均生产速度, m^3/d ; WI_f 表示井指数, $\text{m}^3/\text{d}/\text{MPa}$; p_e 表示井射孔处网格的压力, MPa; p_{wf} 表示井底压力, MPa; w_f 表示裂缝宽度, m; r_e 表示等效半径, m; r_w 表示井筒半径, m; S 表示表皮系数, 无量纲; A_e 表示与井筒相交的射孔网格的面积, m^2 。

初始条件为:

$$\begin{cases} p_m = p_0 \\ p_f = p_0 \end{cases} \quad (6)$$

式中 p_0 表示初始压力, MPa。

边界条件为:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial n} \right|_{\Gamma} = 0 \quad (7)$$

式中 Γ 表示外边界; n 表示表示沿边界外法线的方向。

2.2 模型求解

非结构化网格具有较强的灵活性, 采用非结构化四面体网格实现对裂缝和基质的网格剖分, 进一步结合离散裂缝模型(DFM)建立页岩油多井干扰三维数值模型。非结构四面体网格间的传导率由两点通量近似方法(TPFA)^[28-29]计算得到。两个相邻的非结构四面体网格间的流量为:

$$q_{ij} = -\frac{1}{\mu} T_{ij} \left[(p_i - p_j) - \rho g (z_i - z_j) \right] \quad (8)$$

网格间的传导率可以表示为:

$$T_{ij} = \frac{T_i T_j}{T_i + T_j} \quad (9)$$

网格到公共面的半传导率为:

$$T_i = A_{ij} K_i \frac{\mathbf{c}_i \cdot \mathbf{n}_i}{|\mathbf{c}_i|^2}, \quad T_j = A_{ij} K_j \frac{\mathbf{c}_j \cdot \mathbf{n}_j}{|\mathbf{c}_j|^2} \quad (10)$$

式中 K 表示网格的平均渗透率, D; A_{ij} 表示两个相邻网格的共用面面积, m^2 ; \mathbf{c}_i 表示从网格 i 到公共面中心的向量; \mathbf{n}_i 为由公共面中心指向外侧的单位法向量。

计算得到网格间的传导率后, 对基质渗流方程、裂缝渗流方程和井方程进行离散, 得到:

$$\frac{1}{3.6} \frac{(\rho \phi_m)^{n+1} - (\rho \phi_m)^n}{\Delta t^n} \quad (11)$$

$$= \text{div} \left\{ \rho \frac{K_m}{\mu} \left[\text{grad}(p_m^{n+1}) - \rho g \cdot \text{grad}(z) \right] \right\} + \rho q_{mf}^{n+1} / V$$

$$\frac{1}{3.6} \frac{(\rho \phi_f)^{n+1} - (\rho \phi_f)^n}{\Delta t^n} \quad (12)$$

$$= \text{div} \left\{ \rho \frac{K_f}{\mu} \left[\text{grad}(p_f^{n+1}) - \rho g \cdot \text{grad}(z) \right] \right\} - \rho q_{mf}^{n+1} / V$$

$$Bq^{n+1} = \frac{WI_f}{\mu} (p_e - p_{wf})^{n+1} \quad (13)$$

式中 Δt 表示两个相邻时间步的差值, h; 上标 $n+1$ 表示当前时间步; n 表示上一时间步; div 、 grad 分别表示散度算子、梯度算子。

建立渗流方程的离散格式后, 基于开源油藏数值模拟器MRST^[30]实现了以上修改, 并采用MRST的自动微分方法和Newton-Raphson迭代对模型进行求解, 得到瞬态井底压力和产量。

2.3 模型验证

为验证所建立模型的准确性, 根据基本参数(表1)建立了两类模型: 一是一口压裂水平井的单井模型, 二是两口压裂水平井的多井模型。两口压裂水平井分别命名为生产井和邻井, 其压裂裂缝参数相同。利用非结构四面体网格建立三维数值模型, 模型所用网格如图2所示。求解数值模型后, 计算并绘制得到日产量和累计产油量特征曲线(图3)。与商业数值模软件KAPPA的结果进行了对比验证, 验证结果表明建立

表1 模型基本参数

Table 1 Basic parameters of the model

参数	数值
基质渗透率/D	0.1×10^{-3}
基质孔隙度/%	10
原始地层压力/MPa	40
储层模型/m	$500 \times 500 \times 100$
压裂裂缝条数	5
压裂裂缝半长/m	50
压裂裂缝高度/m	20
压裂裂缝导流能力/ $\text{mD} \cdot \text{m}$	100
生产井井底流压/MPa	5
邻井井底流压/MPa	5
水平井距/m	200

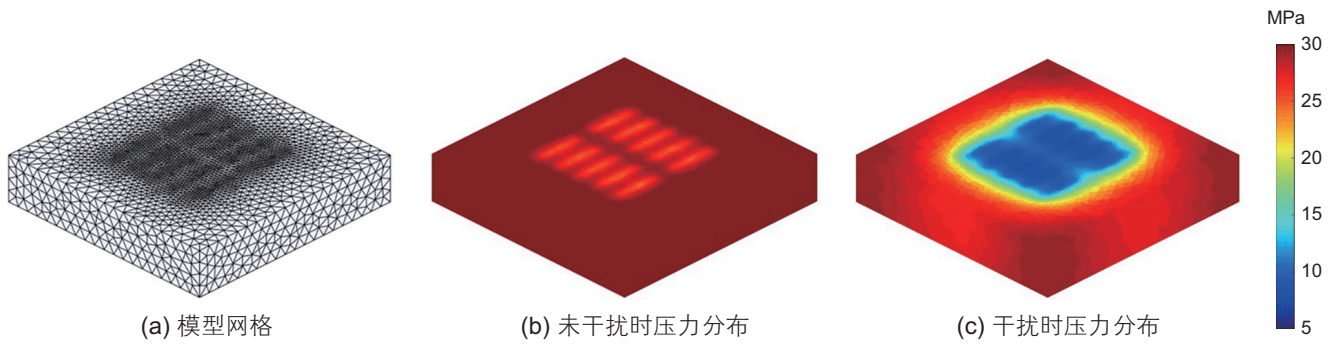


图 2 模型网格及压力分布图

Fig. 2 Grid and pressure distribution of the model

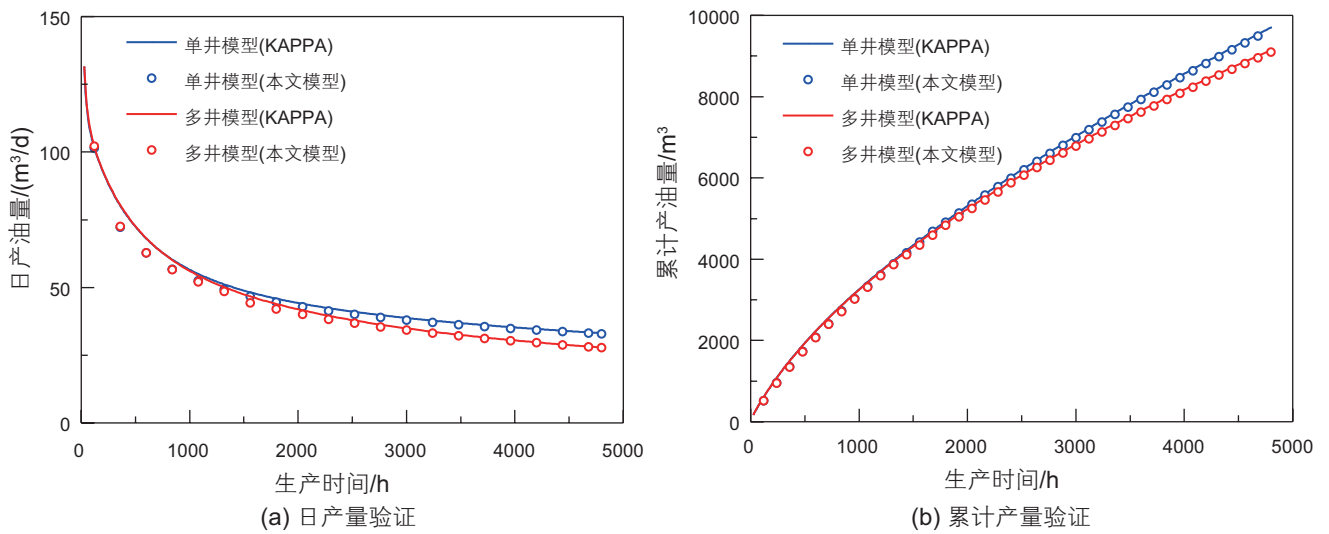


图 3 模型验证结果

Fig. 3 Results of model validation

的数值模型结果与 KAPPA 的数值模型结果基本一致，验证了模型的准确性。

2.4 干扰评价

从图 3 可看出，邻井对生产井产生了明显的干扰。为准确评价井间干扰，定义井间干扰产量为同一时刻单井模型和多井模型的生产井累计产油量之差，即：

$$Q' = |Q_2 - Q_1| \quad (14)$$

式中 Q_2 表示多井模型的生产井累计产油量， m^3 ； Q_1 表示单井模型的生产井累计产油量， m^3 。

定义瞬时井间干扰程度 η 为出现干扰到当前时刻内的平均干扰产量所占单井模型当前时刻的平均产量的比例，即：

$$\eta = \frac{Q'/t}{Q_1/t} \times 100\% \quad (15)$$

式中 t 表示出现井间干扰到当前时刻的时间， h 。

模型验证案例的井间干扰程度随时间增大而增大。

随着邻井压力波的传播，其对生产井的干扰迅速增大，随后两井趋向于整体流动，压力分布如图 2 所示。如图 4 中的井间干扰程度导数曲线所示，井间干扰程度增大的趋势先增大后减小。在邻井干扰下，生产井生产 200 天时井间干扰程度达 13.17%，可见井间干扰对油藏高效开发具有重要影响。

3 敏感性分析

进一步研究三维立体井网下的水平井距、纵向井距和裂缝参数等对井间干扰程度的影响，分析并总结各参数对井间干扰程度的影响规律。

3.1 纵向井距

纵向井距对井间干扰程度的影响如图 5 所示。由图 5 可看出，纵向井距 (L_z) 由 0 m 增大至 60 m，井间干扰程度由 11.75% 增大至 12.48%，随后逐渐减小至

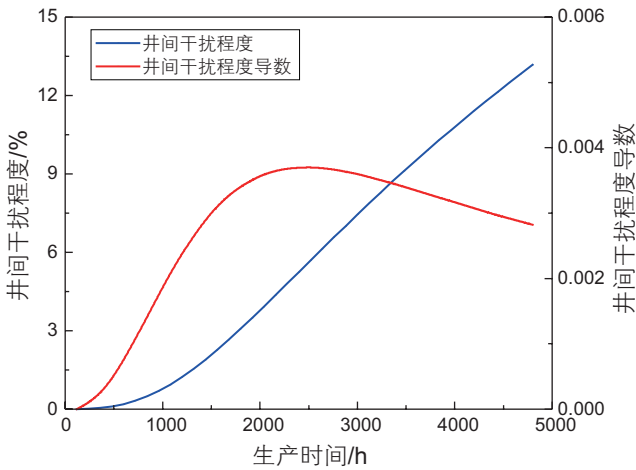
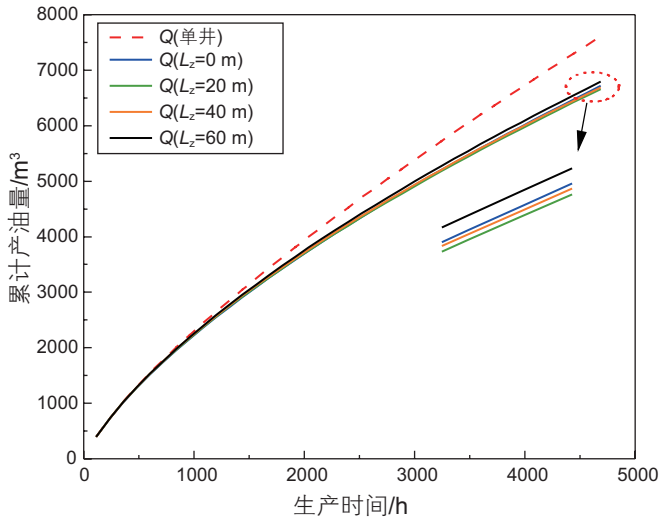
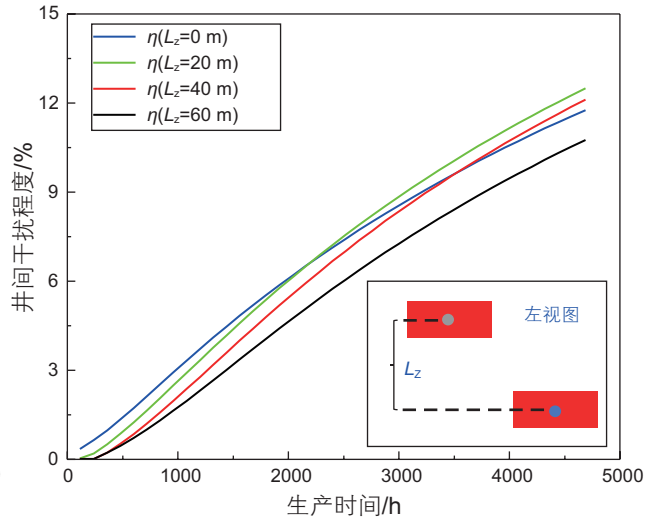


图 4 井间干扰程度曲线
Fig. 4 Curve of the degree of well interferences

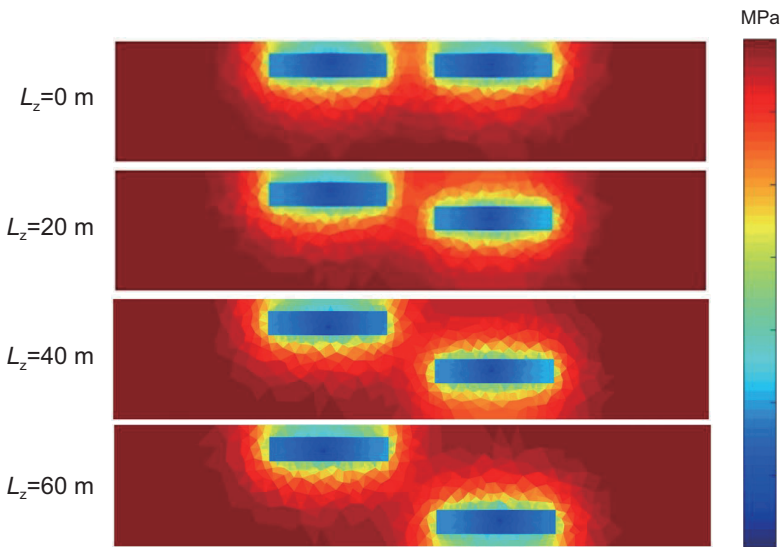
10.74%，纵向井距对井间干扰程度的影响不明显。进一步结合纵向压力分布剖面图，生产井与邻井垂深相同时，邻井主要影响生产井水平方向的流体流动，对生产井的纵向流体流动影响较小，所以井间干扰程度较小。纵向井距由 20 m 增大至 60 m，井间压力沟通区域的储层压力更高，相应的井间干扰程度更小；生产井与邻井垂深不同时，邻井不但会影响生产井附近水平方向的流体流动，而且会影响生产井附近的纵向流体流动，导致生产井流体动用范围内的部分流体流入了邻井，从而对生产井的干扰更严重；但随着纵向井距增大，邻井对生产井水平和纵向流动的影响逐渐减弱，井间干扰程度相应降低。



(a) 累计产油量曲线



(b) 井间干扰程度曲线



(c) 10天时的纵向压力分布(左侧为生产井, 右侧为邻井)

图 5 不同纵向井距下的累计产油量、井间干扰程度和纵向压力分布

Fig. 5 Cumulative oil production, degree of well interferences, and vertical pressure distribution at different vertical well spacings

3.2 水平井距

为对比水平井距与纵向井距对井间干扰程度的影响, 在 3.1 节纵向井距为零(水平井距为 140 m)的模型基础上, 分别模拟了水平井距(L_y)为 160 m、180 m、200 m 的情况, 水平井距对井间干扰程度的影响如图 6 所示。水平井距由 140 m 增大至 200 m, 井间干扰程度由 11.75% 迅速降低至 5.12%。随着井距的增大, 井间压力沟通的能力逐渐降低, 邻井对生产井的干扰也越小。进一步对比了水平井距和纵向井距对井间干扰程度的影响, 由图 7 可知, 调整水平井距能够有效降低井间干扰程度, 而调整纵向井距对井间干扰程度的

改善效果弱于调整水平井距。

3.3 邻井开采强度

在邻井与生产井水平井距 140 m、纵向井距 60 m 条件下, 分析了邻井井底流压(p_{w2})对井间干扰程度的影响, p_{w2} 为 3 MPa、5 MPa 和 8 MPa 时的井间干扰程度分别为 10.66%、10.05%、9.14%(图 8)。在水平井距、纵向井距及生产井井底流压一定的情况下, 随着邻井井底流压降低, 邻井的开采强度逐渐增大, 其流体动用范围更大, 导致生产井流体动用范围内的部分流体流入了邻井, 邻井对生产井的干扰更严重。降低邻井井底流压虽然能够增大邻井产能, 但会对生产井

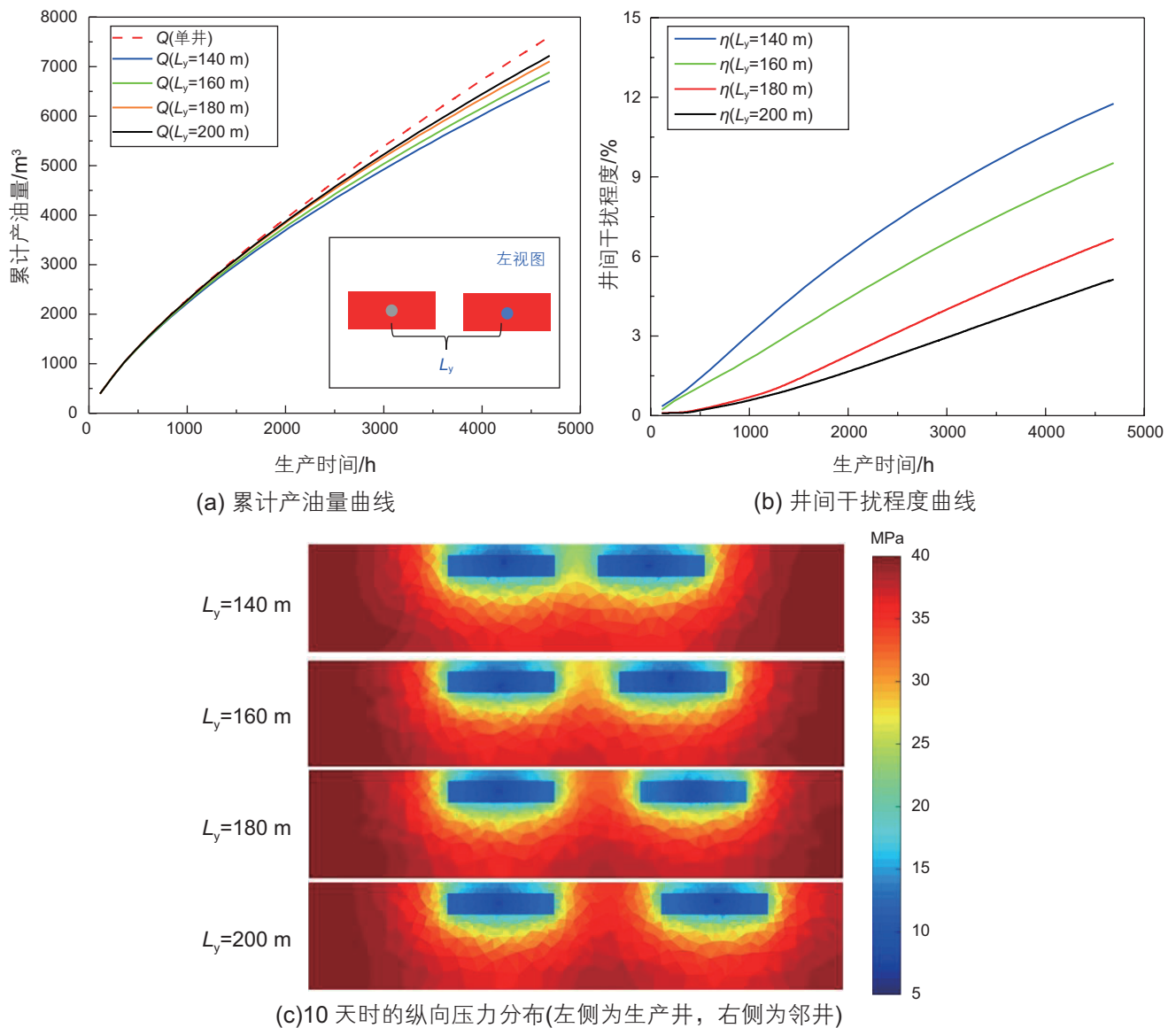


图 6 不同水平井距下的累计产油量、井间干扰程度和纵向压力分布

Fig. 6 Cumulative oil production, degree of well interferences and vertical pressure distribution at different horizontal well spacings

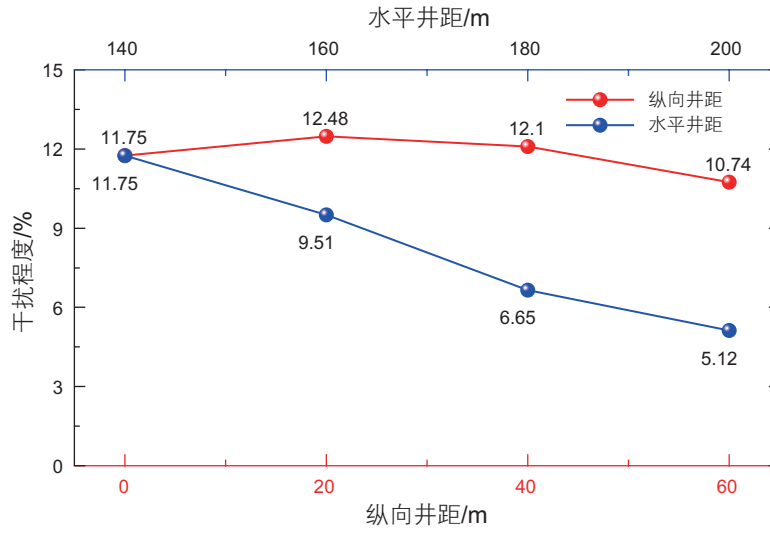
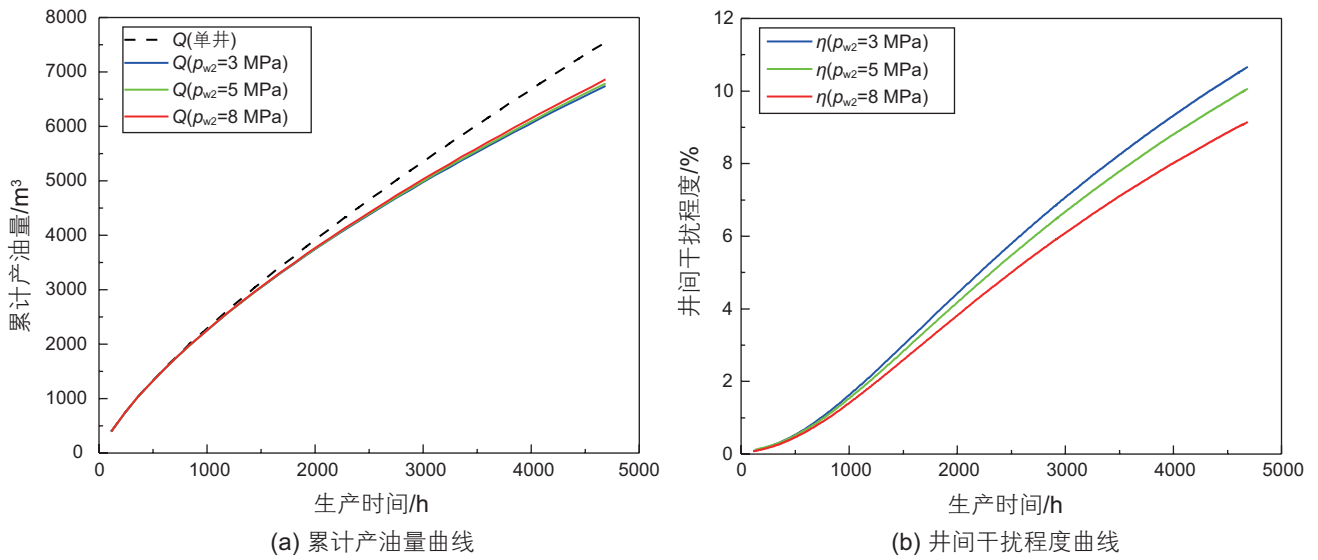


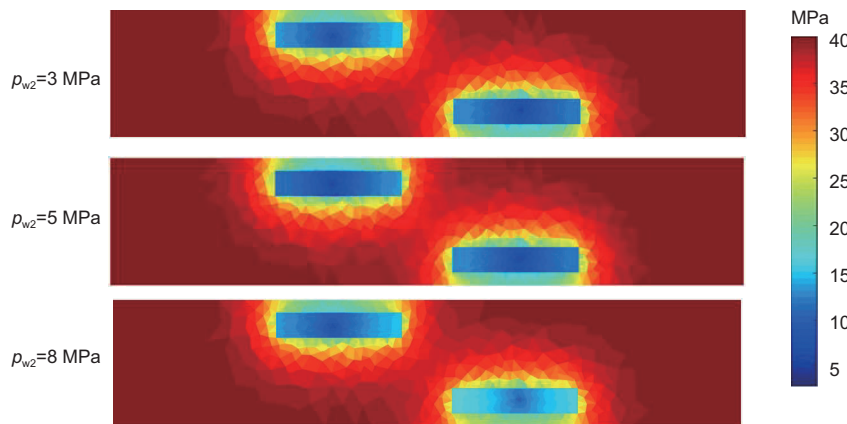
图 7 水平井距与纵向井距的井间干扰程度对比

Fig. 7 Comparison of the degree of well interferences between horizontal well spacing and vertical well spacing



(a) 累计产油量曲线

(b) 井间干扰程度曲线



(c) 10天时的纵向压力分布(左侧为生产井, 右侧为邻井)

图 8 不同邻井开采强度下的累计产油量、井间干扰程度和纵向压力分布

Fig. 8 Cumulative oil production, degree of well interferences, and vertical pressure distribution at different neighbor well exploitation intensities

产生更严重的干扰，因此需要制定合理的生产制度，在提升产能的同时，降低对其他井的干扰程度。

3.4 邻井压裂裂缝半长

在邻井与生产井水平井距 140 m、纵向井距 60 m 条件下，分析了邻井压裂裂缝半长 (l_{f2}) 对井间干扰程度的影响， l_{f2} 为 30 m、50 m 和 70 m 时井间干扰程度分别为 8.23%、10.74%、13.18%(图 9)。结果表明，邻井压裂裂缝半长由 30 m 增大到 70 m 时，干扰程度增大 4.95%，影响效果显著。一方面，对比纵向压力分布发现，邻井压裂裂缝越长，其距生产井更近，井间干扰现象出现的更早；另一方面，邻井压裂裂缝越长，邻井的日产油量增大，其流体动用范围增大，导致其对生产井的干扰更严重。

3.5 邻井压裂裂缝数目

在邻井与生产井水平井距 140 m、纵向井距 60 m 条件下，分析了邻井压裂裂缝数目 (l_{n2}) 对井间干扰程度的影响， l_{n2} 为 3、5 和 7 时井间干扰程度分别为 11.26%、11.64%、14.28%(图 10)。邻井压裂裂缝数目由 3 增大到 7 时，干扰程度增大 3.02%，影响效果较显著。井底流压一定时，邻井压裂裂缝数目越多，其日产油量越大，流体动用范围更大，在纵向压力分布图上体现为压力沟通区域范围更大、储层压力更低，对生产井的干扰也越严重。

3.6 邻井压裂裂缝导流能力

在邻井与生产井水平井距 140 m、纵向井距 60 m

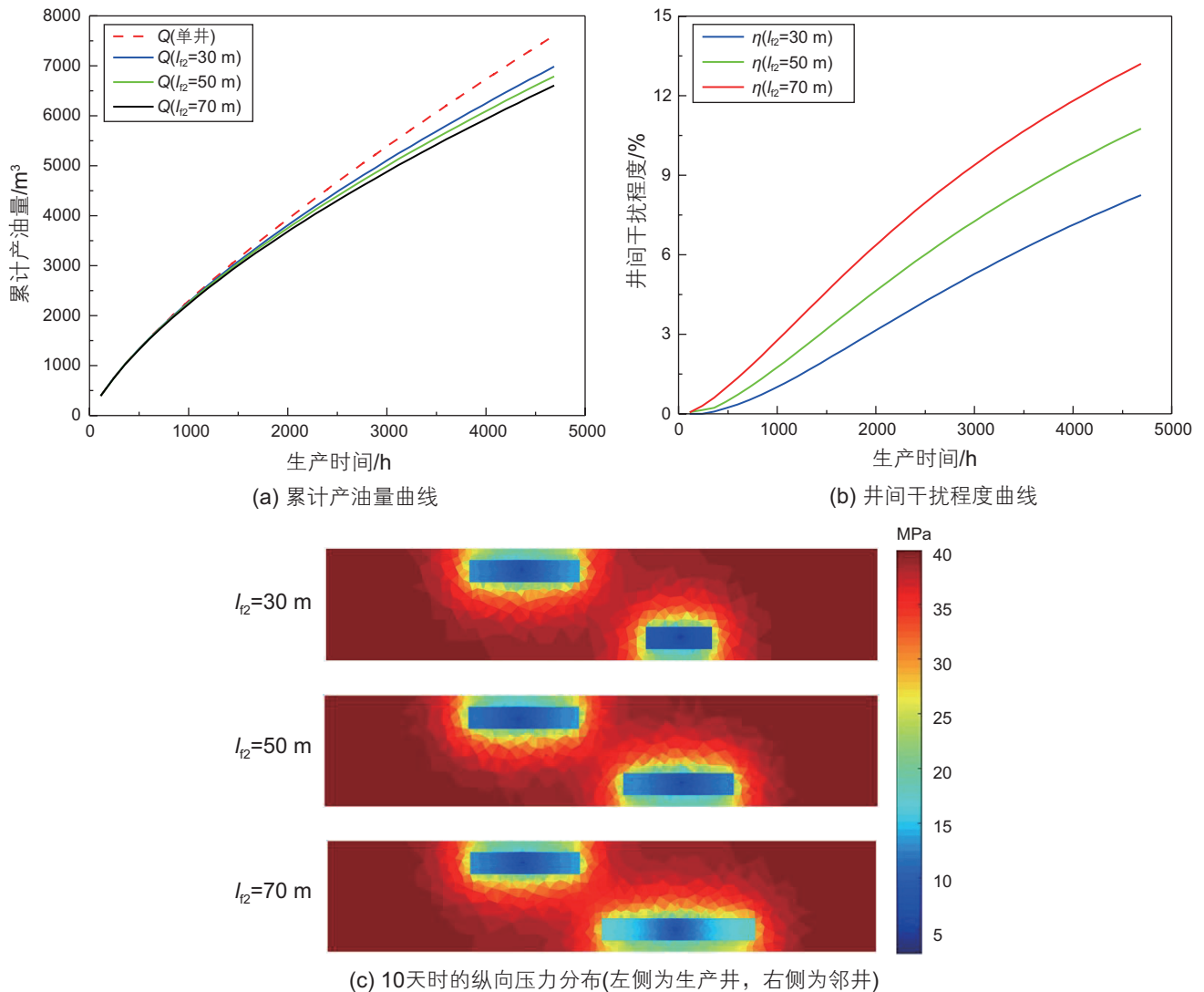


图 9 不同邻井压裂裂缝半长下的累计产油量、井间干扰程度和纵向压力分布

Fig. 9 Cumulative oil production, degree of well interferences, and vertical pressure distribution at different hydraulic fracture half-length from the neighboring well

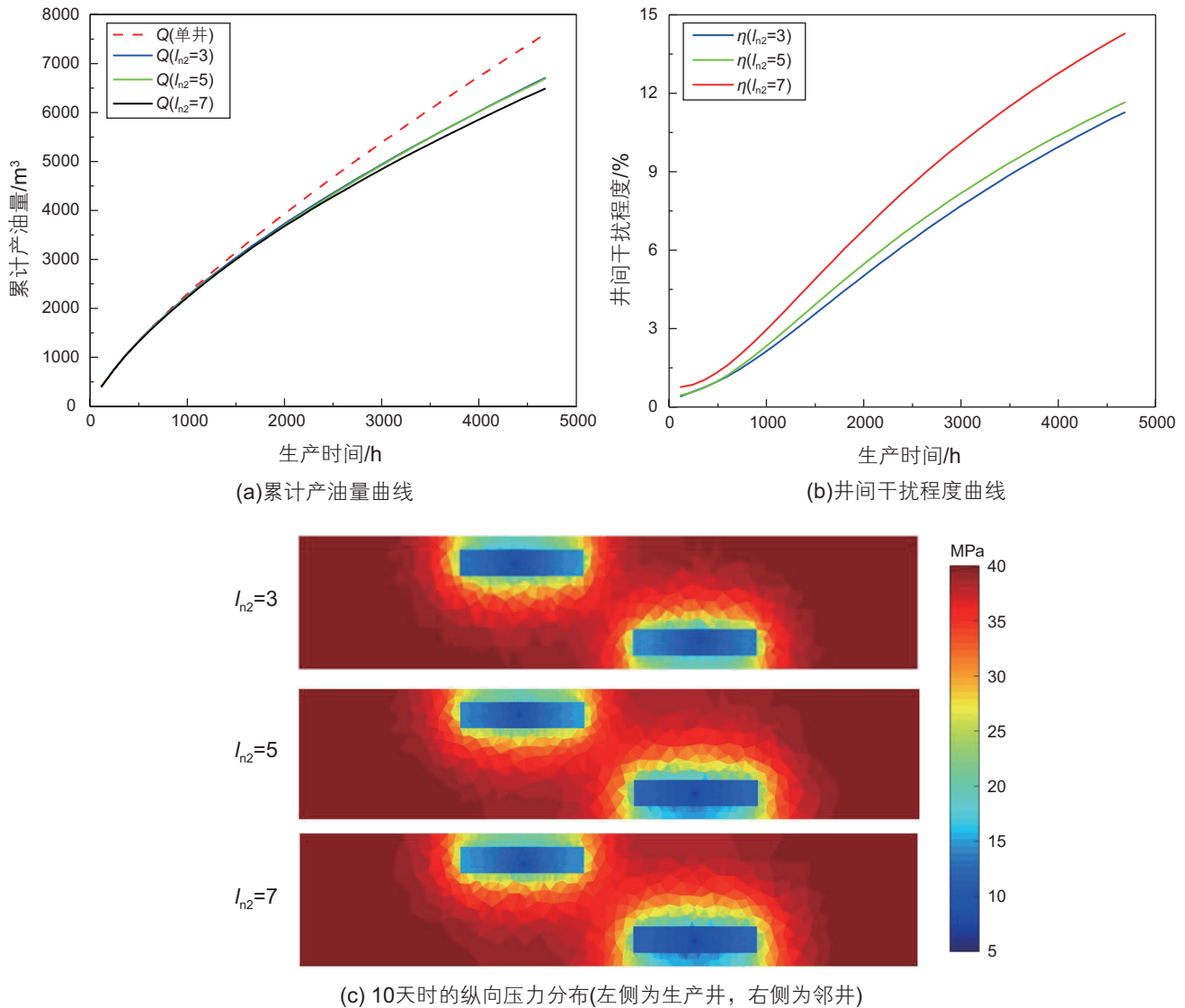


图 10 不同邻井压裂裂缝数目下的累计产油量、井间干扰程度和纵向压力分布

Fig. 10 Cumulative oil production, degree of well interferences, and vertical pressure distribution at different numbers of hydraulic fracture from the neighboring well

条件下,分析了邻井压裂裂缝导流能力(F_2)对井间干扰程度的影响, F_2 为100 mD·m、500 mD·m和1000 mD·m时的井间干扰程度分别为10.05%、11.00%、11.13%(图11)。结果表明,邻井压裂裂缝导流能力由100 mD·m增大至500 mD·m,井间干扰程度增大0.95%,由500 mD·m增大至1000 mD·m,仅增加0.13%。当裂缝导流能力达到一定程度后,增大裂缝导流能力对邻井的产量提升较小,对井间干扰程度的影响不明显。

3.7 天然裂缝

为明确天然裂缝对井间干扰程度的影响,建立了4种不同干扰机制模型,俯视图如图12所示,分别

通过基质、天然裂缝、单侧连接天然裂缝和两侧连接天然裂缝。其中,添加天然裂缝30条,裂缝平均长度约为20 m,裂缝平均高度约为10 m。4种干扰机制下的井间干扰程度分别为:4.39%、4.95%、7.57%、20.98%(图13)。结果表明,天然裂缝不与水力裂缝连接时,井间干扰程度增大0.56%,对井间干扰程度的影响不显著。而天然裂缝与水力裂缝连接时,对井间干扰程度的影响显著;天然裂缝网络与邻井和生产井水力裂缝均连接时,井间干扰程度增大16.59%。天然裂缝加剧井间干扰程度的同时,生产井累计产油量增大。但对比单侧连接天然裂缝,两侧连接天然裂缝网络形成了井间渗流优势通道,导致生产井产油量下降的同时,井间干扰程度大幅提高。由图13c所示的压

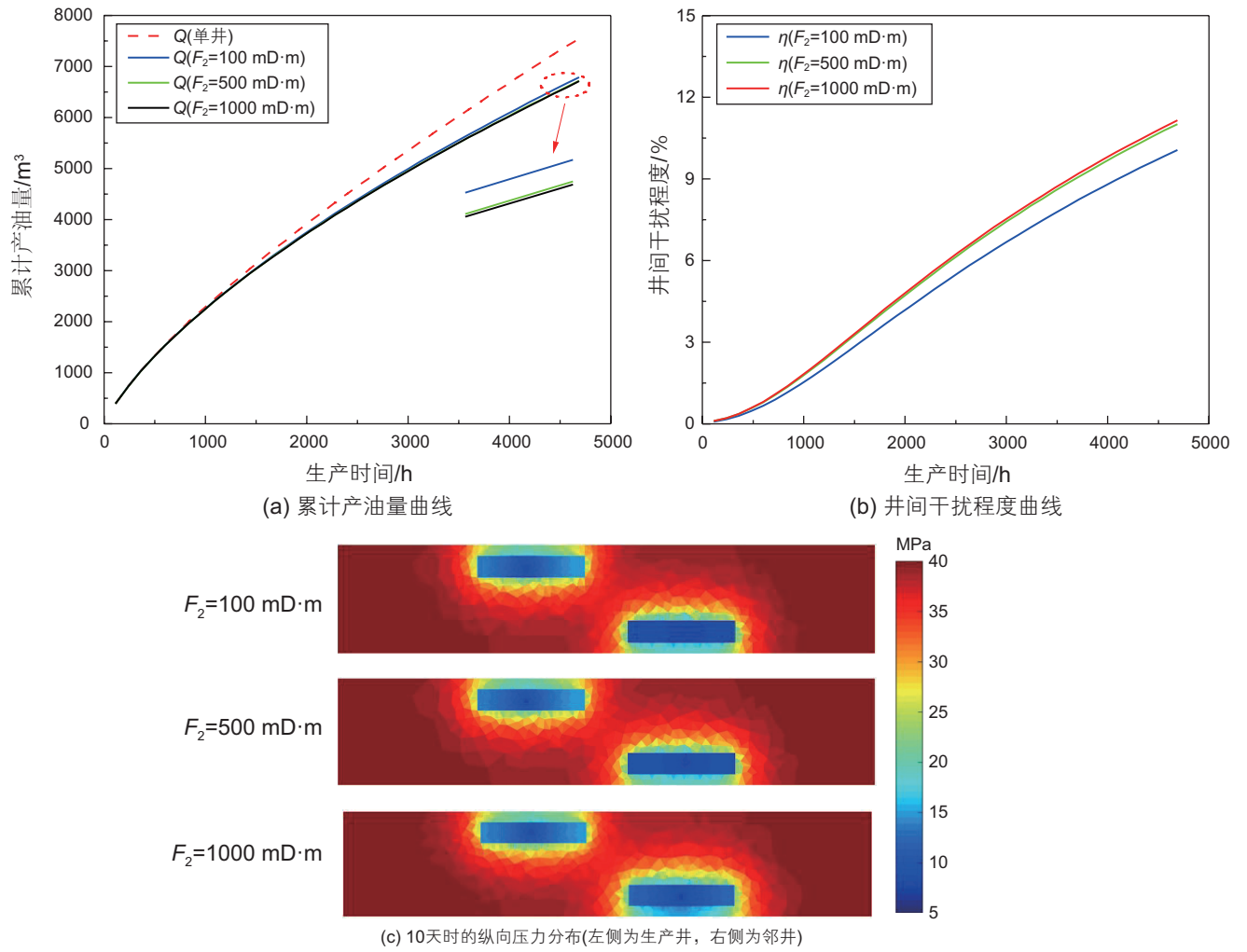


图 11 不同邻井压裂裂缝导流能力下的累计产油量、井间干扰程度和纵向压力分布

Fig. 11 Cumulative oil production, degree of well interferences, and vertical pressure distribution at different hydraulic fracture conductivity from the neighboring well

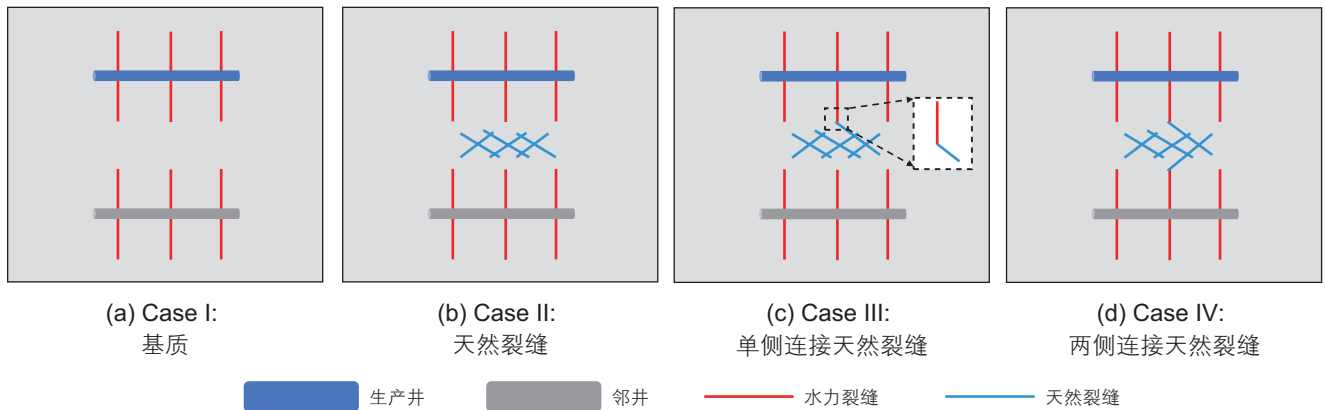


图 12 不同干扰机制示意图

Fig 12 Schematic diagram of different interference mechanisms

力分布也可以发现,天然裂缝网络的存在加强了邻井与生产井间的相互影响。

通过参数敏感性分析发现,水平井距、邻井压裂

裂缝半长、压裂裂缝数目及天然裂缝网络对井间干扰程度的影响较大,井间干扰程度变化可达3%以上;纵向井距、邻井开采强度、和邻井压裂裂缝导流能力

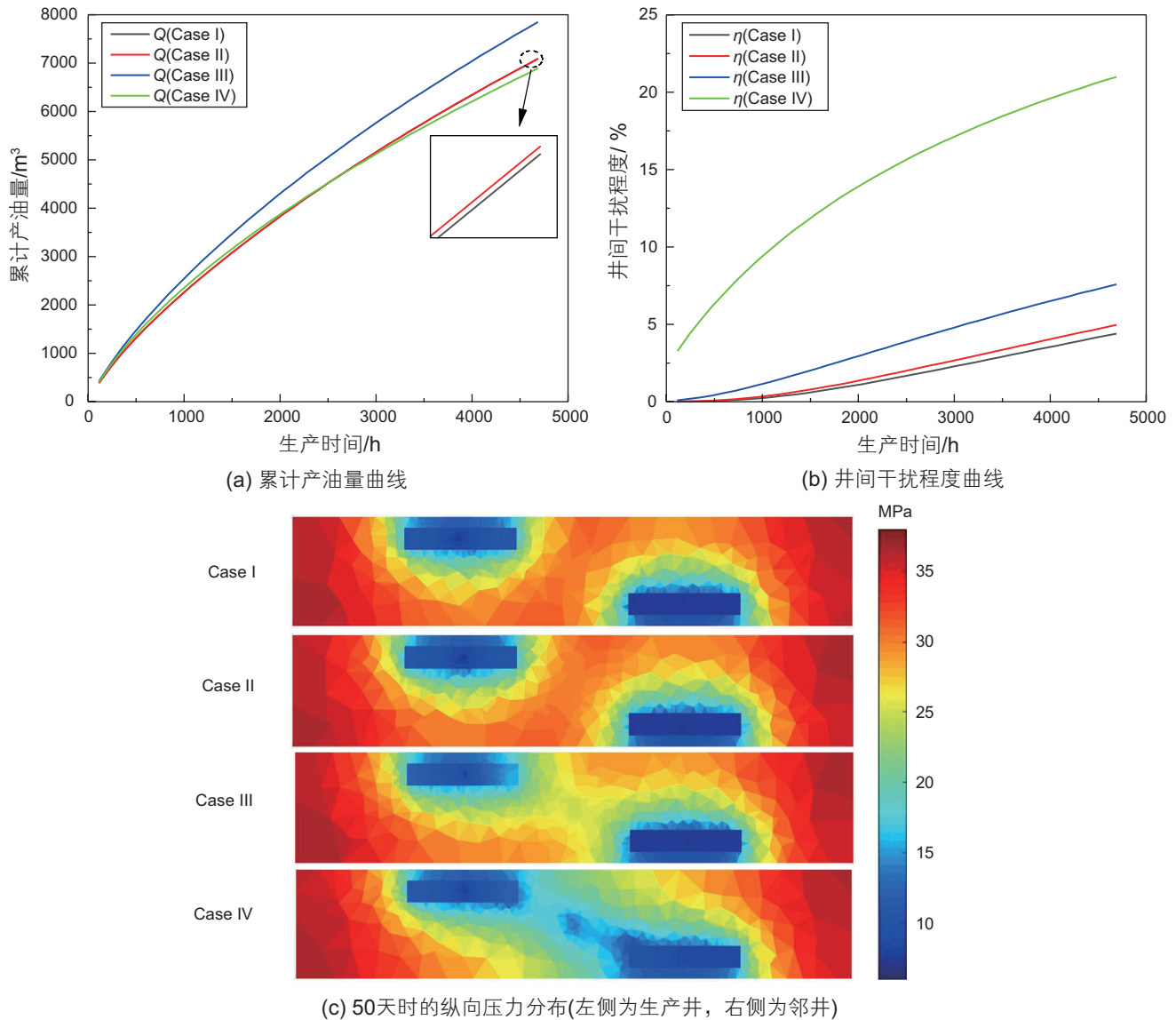


图 13 不同干扰机制下的累计产油量、井间干扰程度和纵向压力分布

Fig. 13 Cumulative oil production, degree of well interferences, and vertical pressure distribution at different interference mechanisms

对井间干扰程度的影响较小。

4 模型应用

4.1 应用背景

选取鄂尔多斯盆地某页岩油区块为目标区块(图 14), 对其中的两口压裂水平井进行实例应用, 分析井间干扰程度的主控因素。目标区块平均油藏埋深 2030 m, 地层厚度为 53.6 m, 目前地层压力约 23.5 MPa, 平均渗透率为 0.13 mD, 平均孔隙度为 9.6%。该区块采用 100 m 超短水平井开发, 井网排距约 200 m, 采用水力喷砂分段压裂方式, 加砂量多为

150~450 m³, 改造段数多为 3~8 段。

典型井 A 井水力压裂加砂量为 243 m³, 改造段数为 3 段, 以井底压力 5 MPa 定压生产, 段间距为 46~54 m, 裂缝高度为 16~22 m。关井压力恢复测试资料显示关井初期压力恢复速度较快, 随后压力恢复速度迅速下降; 干扰试井解释结果表明, 邻井对 A 井存在干扰。模型输入基本参数如表 2 所示。

4.2 参数综合分析

分析三维立体井网下的各参数包括纵向井距、沿井筒方向水平井距、沿裂缝方向水平井距、邻井压裂裂缝数目、邻井压裂裂缝长度、邻井压裂裂缝导流能

力和邻井开采强度对井间干扰程度的影响，为井间干扰参数优化提供依据。参数分析方案及参数影响分析结果如表 3、图 15 所示，沿裂缝方向井距对井间干扰程度的影响较显著。以沿裂缝方向井距影响为例，数值模型如图 16 所示，沿裂缝方向井距由 400 m 减小至 200 m，井间干扰程度由 0.88% 迅速增大至 12.77% (图 17)，对井间干扰程度具有显著影响。

得到参数影响分析结果后，为进一步明确各参数对井间干扰程度的影响，结合邓氏灰色关联度分析方法^[32]判断各参数与井间干扰程度的关联度。通过关联度分析，可以对比各个参数对井间干扰程度的影响趋

势。得到参数影响分析结果后，为进一步明确各参数对井间干扰程度的影响，结合邓氏灰色关联度分析方法^[32]判断各参数与井间干扰程度的关联度。通过关联度分析，可以对比各个参数对井间干扰程度的影响趋

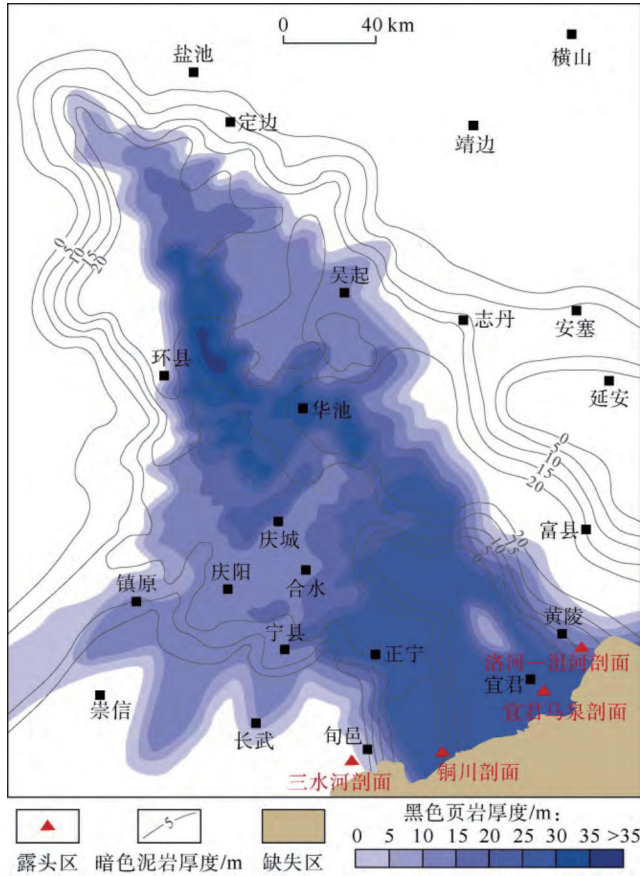


图 14 鄂尔多斯盆地页岩分布图^[31]
Fig. 14 Shale distribution map in the Ordos Basin^[31]

表 2 模型输入参数

Table 2 Input parameters of the model

参数	数值
基质渗透率/D	0.13×10^{-3}
基质孔隙度/%	9.6
原始地层压力/MPa	23.5
储层厚度/m	53.6
生产井压裂裂缝条数	3
生产井压裂裂缝半长/m	60
生产井压裂裂缝高度/m	20
生产井压裂裂缝导流能力/mD·m	100
生产井井底流压/MPa	5
邻井井底流压/MPa	5
水平井距/m	200
纵向井距/m	10

表 3 参数分析方案

Table 3 Parameter analysis scheme

方案	参数	参数分析范围
1	纵向井距/m	0~20
2	沿裂缝方向井距/m	200~400
3	沿井筒方向井距/m	0~100
4	邻井压裂裂缝数目	3~7
5	邻井压裂裂缝半长/m	40~100
6	邻井压裂裂缝导流能力/mD·m	50~500
7	邻井井底压力/MPa	3~8

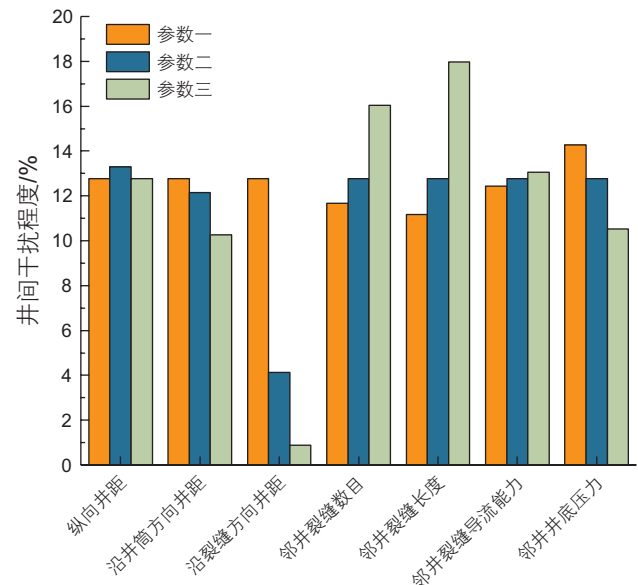


图 15 参数影响分析结果

Fig. 15 Results of parameter impact analysis.

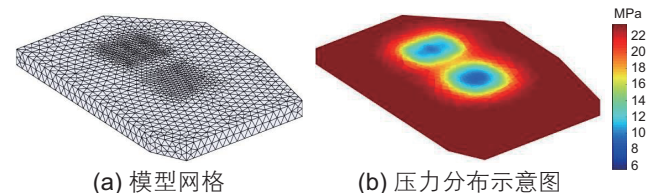


图 16 数值模型

Fig. 16 Numerical model

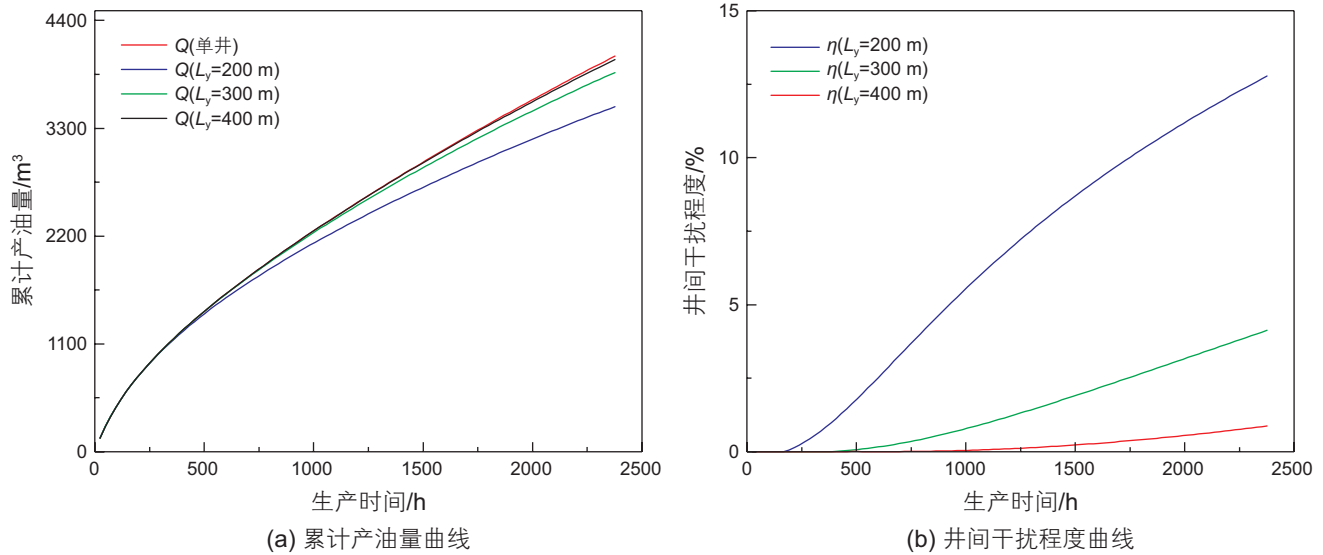


图 17 不同沿裂缝方向井距下的累计产油量和井间干扰程度

Fig. 17 Cumulative oil production and degree of well interferences at different well spacing along the fracture direction

势之间的差异，并通过比较该差异的大小明确影响井间干扰程度的主控因素。首先采用特征缩放无量纲化 (StandardScaler) 方法^[33]将参数样本数据无量纲化：

$$x_i(k) = \frac{x_i(k) - u}{s}, \quad (i=1,2,\dots,n; \quad k=1,2,\dots,m) \quad (16)$$

式中， i 为自变量序号； k 为样本数序号； u 为样本数据的算数平均值； s 为样本数据的标准差； n 为自变量数目； m 为样本数目。

然后计算井间干扰程度与各自变量在同一样本中的邓氏关联系数，其表达式为：

$$\gamma_i(k) = \frac{\min_k \min_i |x_0(k) - x_i(k)| + \xi \max_k \max_i |x_0(k) - x_i(k)|}{|x_0(k) - x_i(k)| + \xi \left| \min_k \min_i x_0(k) - x_i(k) \right|} \quad (17)$$

($i=1,2,\dots,n; \quad k=1,2,\dots,m; \quad 0 < \xi < 1$)

式中， ξ 为分辨系数，一般取 0.5。

灰色关联度的计算表达式为：

$$r_i = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m \gamma_i(k), \quad (i=1,2,\dots,n; \quad k=1,2,\dots,m) \quad (18)$$

根据参数影响分析结果得到的 35 组样本，计算得到各参数与井间干扰程度的灰色关联度，如图 18 所示。结果表明，目标区块各参数对井间干扰程度的影响均存在较大影响；沿裂缝方向水平井距对井间干扰程度的影响最大，而邻井压裂裂缝导流能力对井间干扰程度的影响最小，邻井压裂裂缝半长、邻井压裂裂缝数目、纵向井距、邻井开采强度和沿井筒方向水平井距对井间干扰程度也存在重要影响。在不影响邻井生产的情况下，增大沿裂缝方向水平井距、增大纵向井距或选择相同垂深、增大沿井筒方向水平井距是降

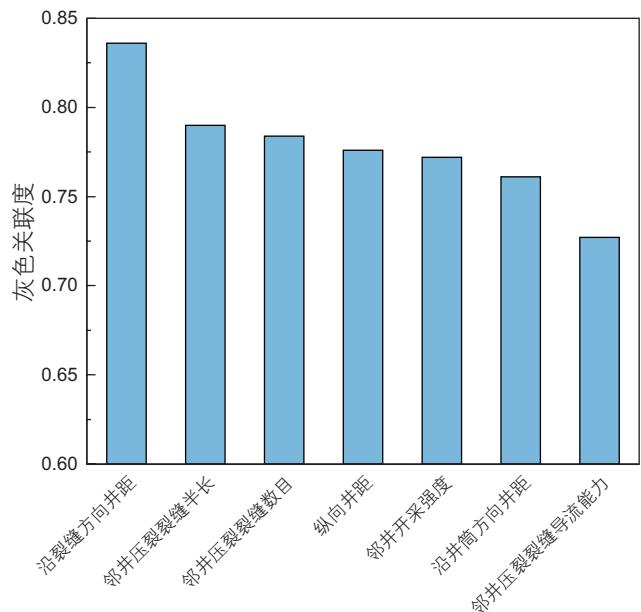


图 18 各参数与井间干扰程度灰色关联度

Fig. 18 Grey correlation of various parameters and well interferences

低井间干扰的有效方式。此外，确定合理的压裂施工参数也有利于降低井间干扰程度。

5 结论

(1) 基于改进的离散裂缝数值试井模型 (DFM-NM)，进一步采用非结构四面体网格考虑非贯穿地层裂缝特征，建立了考虑纵向干扰的立体开发页岩油多井干扰三维数值模型，与商业数值模拟器 KAPPA 进行了

对比,验证了模型的准确性。

(2)通过定义井间干扰系数量化了井间干扰程度,并开展了参数敏感性分析,研究了各因素对井间干扰程度的影响。结果表明,随着水平井距的增大,井间干扰程度迅速减小;随着纵向井距的增大,井间干扰程度先增大后减小;干扰程度随着邻井开采强度、压裂裂缝数目、压裂裂缝长度和压裂裂缝导流能力的增大而增大;天然裂缝网络会加剧井间干扰。

(3)对鄂尔多斯盆地某页岩油区块进行了实例应用,结合灰色关联度分析方法,确定了影响其井间干扰程度的主控因素为沿裂缝方向水平井距、压裂裂缝长度和压裂裂缝数目,而压裂裂缝导流能力对井间干扰程度的影响最小。同时发现,纵向井距对井间干扰程度影响显著。进行立体井网的井距、压裂裂缝参数优化能够有效降低井间干扰对生产的不利影响。

参考文献

- [1] 赵文智,朱如凯,刘伟,等. 中国陆相页岩油勘探理论与技术进展[J]. 石油科学通报, 2023, 8(4): 373-390. [ZHAO W Z, ZHU R K, LIU W, et al. Advances in theory and technology of non-marine shale oil exploration in China[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 373-390.]
- [2] 戴佳成,李根生,孙耀耀,等. 基于水平井的径向井开采页岩油产能模拟和参数分析[J]. 石油科学通报, 2024, 9(4): 604-616. [DAI J C, LI G S, SUN Y Y, et al. Productivity simulation and parameter analysis of shale oil production in radial wells based on horizontal wells[J]. Petroleum Science Bulletin, 2024, 9(4): 604-616.]
- [3] 王军磊,贾爱林,位云生,等. 基于复杂缝网模拟的页岩气水平井立体开发效果评价新方法——以四川盆地南部地区龙马溪组页岩气为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 175-189. [WANG J L, JIA A L, WEI Y S, et al. A new method for evaluating tridimensional development effect of shale gas horizontal wells based on complex fracture network simulation: A case study of Longmaxi Formation shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 175-189.]
- [4] 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 C Z, ZHENG M, ZHANG Y F. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration & Development, 2012, 39(2): 129-136.]
- [5] 袁士义,雷征东,李军诗,等. 陆相页岩油开发技术进展及规模效益开发对策思考[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(5): 13-24. [YUAN S Y, LEI Z D, LI J S, et al. Progress in technology for the development of continental shale oil and thoughts on the development of scale benefits and strategies[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 13-24.]
- [6] 李阳,赵清民,薛兆杰. 新一代油气开发技术体系构建与创新实践[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(5): 45-54. [LI Y, ZHAO Q M, XUE Z J. Construction and innovative practice of new generation oil and gas development technology system[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 45-54.]
- [7] 位云生,王军磊,齐亚东,等. 页岩气井网井距优化[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 129-137. [WEI Y S, WANG J L, QI Y D, et al. Optimization of shale gas well pattern and spacing[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 129-137.]
- [8] KURTOGLU B, SALMAN A. How to utilize hydraulic fracture interference to improve unconventional development[R]. SPE 177953, 2015.
- [9] CAO R, LI R, GIRARDI A, et al. Well interference and optimum well spacing for Wolfcamp development at Permian Basin[R]. URTEC 2661962, 2017.
- [10] CHEN Z, ZHOU B, ZHANG S, et al. Pressure transient behaviors for horizontal wells with well interferences, complex fractures and two-phase flow[J]. Geoenery Science and Engineering, 2023, 227: 211845.
- [11] WARPINSKI N R. Integrating microseismic monitoring with well completions, reservoir behavior, and rock mechanics[R]. SPE 125239, 2009.
- [12] 王磊,杨春和,郭印同,等. 基于室内水力压裂试验的水平井起裂模式研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2015, 34(S2): 3624-3632. [WANG L, YANG C H, Guo Y T, et al. Investigation on fracture initiation modes of horizontal well based on laboratory hydraulic fracturing test[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2015, 34(S2): 3624-3632.]
- [13] MCCLURE M W, JUNG H, CRAMER D D, et al. The fracture-compliance method for picking closure pressure from diagnostic fracture-injection tests[J]. SPE Journal, 2016, 21(4): 1321-1339.
- [14] 郭旭洋,金衍,黄雷,等. 页岩油气藏水平井井间干扰研究现状和讨论[J]. 石油钻采工艺, 2021, 43(3): 348-367. [GUO X Y, JIN Y, HUANG L, et al. Research status and discussion of horizontal well interference in shale oil and gas reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(3): 348-367.]

- [15] 耿站立, 王守磊, 谢晓庆, 等. 多层砂岩油藏油井层间干扰机理解析及讨论[J]. 石油科学通报, 2024, 9(2): 338–345. [GENG Z L, WANG S L, XIE X Q, et al. Analysis and discussion on the interlayer interference mechanisms of oil wells in a multilayer sandstone reservoir[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2024, 9(2): 338–345.]
- [16] 孙贺东. 邻井干扰条件下的多井压力恢复试井分析方法[J]. 天然气工业, 2016, 36(5): 62–68. [SUN H D. Pressure buildup analysis in multi-well systems under interferences from adjacent wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(5): 62–68.]
- [17] YU W, WU K, ZUO L, et al. Physical models for inter-well interference in shale reservoirs: Relative impacts of fracture hits and matrix permeability[R]. URTEC 2457663, 2016.
- [18] 程时清, 李猛, 何佑伟, 等. 一种用于多级压裂水平井判别来水方向的多井干扰压力分析方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(5): 81–88. [CHENG S Q, LI M, HE Y W, et al. A multi-well interference pressure transient analysis method to determine the water source orientation of multi-fractured horizontal well[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2018, 42(5): 81–88.]
- [19] CHEN Z, LIAO X, ZHAO P, et al. A well-testing approach for diagnostics of fracture complexity with well interference[R]. SPE 206197, 2021.
- [20] YAICH E, DIAZ DE SOUZA O C, FOSTER R A, et al. A methodology to quantify the impact of well interference and optimize well spacing in the marcellus shale[R]. SPE 171578, 2014.
- [21] 褚洪杨. 致密油藏多段压裂水平井存在井间干扰下试井分析方法研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021. [CHU H Y. Well test analysis for multiple multi-fractured horizontal wells in tight oil reservoirs with well interference[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2021.]
- [22] WU K, WU B, YU W. Mechanism analysis of well interference in unconventional reservoirs: Insights from fracture-geometry simulation between two horizontal wells[J]. *SPE Production & Operations*, 2018, 33(1): 12–20.
- [23] 李跃纲, 宋毅, 黎俊峰, 等. 北美页岩气水平井压裂井间干扰研究现状与启示[J]. 天然气工业, 2023, 43(5): 34–46. [LI Y G, SONG Y, LI J F, et al. Research status and implications of well interference in shale gas horizontal well fracturing in North America[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(5): 34–46.]
- [24] FIALLOS M X, YU W, GANJDANESH R, et al. Modeling interwell interference due to complex fracture hits in eagle ford using EDFM[R]. IPTC 19468, 2019.
- [25] 周小金, 杨洪志, 范宇, 等. 川南页岩气水平井井间干扰影响因素分析[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(2): 103–112. [ZHOU X J, YANG H Z, FAN Y, et al. Analysis of factors affecting frac hits in horizontal shale gas wells in the southern Sichuan Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(2): 103–112]
- [26] 陈志明, 张绍琦, 周彪, 等. 考虑离散裂缝的非均质裂缝性气藏数值试井新模型[J]. 天然气工业, 2023, 43(2): 77–86. [CHEN Z M, ZHANG S Q, ZHOU B, et al. A new numerical well testing model considering discrete fractures for heterogeneous fractured gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(2): 77–86.]
- [27] 饶翔. 基于嵌入式离散裂缝的三维缝网流动数值模拟方法及应用[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020. [RAO X. Development and applications of numerical simulation methods of flow in three-dimensional fracture network based on embedded discrete fractures[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.]
- [28] KARIMI-FARD M, FIROOZABADI A. Numerical simulation of water injection in 2D fractured media using discrete-fracture model[R]. SPE 71615, 2001.
- [29] LIU H, LIAO X, ZHAO X, et al. A high-resolution numerical well-test model for pressure transient analysis of multistage fractured horizontal wells in naturally fractured reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 208: 109417.
- [30] LIE K-A. An introduction to reservoir simulation using MATLAB/GNU Octave: User guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST)[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2019.
- [31] 付金华, 李士祥, 牛小兵, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长 7 段页岩油地质特征与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 870–883. [FU J H, LI S X, NIU X B, et al. Geological characteristics and exploration of shale oil in Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration & Development*, 2020, 47(5): 870–883.]
- [32] 张博, 姜振学, 原园, 等. 灰色关联度分析法在筛选页岩含气量主控因素中的应用[J]. 石油科学通报, 2018, 3(2): 134–143. [ZHANG B, JIANG Z X, YUAN Y, et al. Grey correlation analysis to elucidate the main controlling factors of shale gas content[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2018, 3(2): 134–143.]
- [33] 赵续荣, 陈志明, 李得轩, 等. 页岩油井缝网改造后 CO₂ 吞吐与埋存特征及其主控因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(6): 140–150. [ZHAO X R, CHEN Z M, LI D X, et al. Characteristics and its main controlling factors of CO₂ huff-and-puff and storage of shale oil wells after fracture-network stimulation[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(6): 140–150.]

附录

考虑纵向干扰的立体开发页岩油多井干扰数学模型如下所示, 符号含义请见正文。

基质系统渗流方程为:

$$\frac{1}{3.6} \frac{\partial(\rho\phi_m)}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho \bar{\mathbf{v}}_m) + \rho q_{mf} / V \quad (\text{A1})$$

其中:

$$\bar{\mathbf{v}}_m = -\frac{K_m}{\mu} (\nabla p_m - \rho g \nabla z) \quad (\text{A2})$$

裂缝系统渗流方程为:

$$\frac{1}{3.6} \frac{\partial(\rho\phi_f)}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho \bar{\mathbf{v}}_f) - \rho q_{mf} / V \quad (\text{A3})$$

其中:

$$\bar{\mathbf{v}}_f = -\frac{K_f}{\mu} (\nabla p_f - \rho g \nabla z) \quad (\text{A4})$$

井方程为:

$$Bq = \frac{WI_f}{\mu} (p_e - p_{wf}) \quad (\text{A5})$$

其中:

$$WI_f = \frac{K_f w_f}{1.842 \times 10^{-3} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (\text{A6})$$

对于非结构网格, 等效井半径为:

$$r_e = 0.14 \sqrt{2A_e} \quad (\text{A7})$$

假设初始状态各点压力相等, 初始条件为:

$$\begin{cases} p_m = p_0 \\ p_f = p_0 \end{cases} \quad (\text{A8})$$

假设模型边界为封闭边界, 边界条件为:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial n} \right|_{\Gamma} = 0 \quad (\text{A9})$$

两个相邻网络间的流量为:

$$q_{ij} = -\frac{1}{\mu} T_{ij} [(p_i - p_j) - \rho g (z_i - z_j)] \quad (\text{A10})$$

网格间的传导率可分为 3 类: 基质—基质、基质—裂缝、裂缝—裂缝, 基质—基质间的传导率可以表示为:

$$T_{m,ij} = \frac{T_{m,i} T_{m,j}}{T_{m,i} + T_{m,j}} \quad (\text{A11})$$

$$T_{m,i} = A_{ij} K_i \frac{\mathbf{c}_i \cdot \mathbf{n}_i}{|\mathbf{c}_i|^2}, \quad T_{m,j} = A_{ij} K_j \frac{\mathbf{c}_j \cdot \mathbf{n}_j}{|\mathbf{c}_j|^2} \quad (\text{A12})$$

基质—裂缝间的传导率可以表示为:

$$T_{mf,ij} = \frac{T_{m,i} T_{f,j}}{T_{m,i} + T_{f,j}} \quad (\text{A13})$$

$$T_{m,i} = A_{ij} K_i \frac{\mathbf{c}_i \cdot \mathbf{n}_i}{|\mathbf{c}_i|^2}, \quad T_{f,j} = A_{ij} K_j \frac{\mathbf{c}_j \cdot \mathbf{n}_j}{|\mathbf{c}_j|^2} \quad (\text{A14})$$

裂缝—裂缝间的传导率可以表示为:

$$T_{f,ij} = \frac{T_{f,i}T_{f,j}}{T_{f,i} + T_{f,j}} \quad (\text{A15})$$

$$T_{f,i} = A_{ij}K_i \frac{\mathbf{c}_i \cdot \mathbf{n}_i}{|\mathbf{c}_i|^2}, \quad T_{f,j} = A_{ij}K_j \frac{\mathbf{c}_j \cdot \mathbf{n}_j}{|\mathbf{c}_j|^2} \quad (\text{A16})$$

计算得到网格间的传导率后, 采用全隐式方法对连续性方程在时间域上进行差分离散, 得到离散方程:

$$\frac{1}{3.6} \frac{(\rho\phi_m)^{n+1} - (\rho\phi_m)^n}{\Delta t^n} = \text{div} \left\{ \rho \frac{K_m}{\mu} [\text{grad}(p_m^{n+1}) - \rho g \cdot \text{grad}(z)] \right\} + \rho q_{mf}^{n+1} / V \quad (\text{A17})$$

$$\frac{1}{3.6} \frac{(\rho\phi_f)^{n+1} - (\rho\phi_f)^n}{\Delta t^n} = \text{div} \left\{ \rho \frac{K_f}{\mu} [\text{grad}(p_f^{n+1}) - \rho g \cdot \text{grad}(z)] \right\} - \rho q_{mf}^{n+1} / V \quad (\text{A18})$$

$$Bq^{n+1} = \frac{WI_f}{\mu} (p_e - p_{wf})^{n+1} \quad (\text{A19})$$

其中 div 表示散度算子, grad 表示梯度算子。散度算子是从网格面到网格的线性映射, 用于计算通量 v , 网格 m 中的 div 计算表达式可以写为:

$$\text{div}[v(m)] = \sum_{b \in F(c)} v_b \cdot U_{\{c=C_1(b)\}} - \sum_{b \in F(c)} v_b \cdot U_{\{c=C_2(b)\}} \quad (\text{A20})$$

式中, b 表示网格 m 与其他网格相交面的编号向量; v_b 表示参数 v 在相交面 b 上的值; U 为条件表达式, 当条件成立是 $U=1$, 否则 $U=0$; C_1 和 C_2 表示映射矩阵。

梯度算子用于计算参数的差值, 如通量 v 在网格面 b 上的差值可以表示为:

$$\text{grad}(v_b) = v[C_2(b)] - v[C_1(b)] \quad (\text{A21})$$

(编辑 杨雅露)

第一作者: 周彪 (1997 年—), 在读博士研究生, 从事非常规油气数值试井理论与应用研究, zhoubiao1228@163.com。

通信作者: 陈志明 (1989 年—), 博士、教授, 从事非常规油气藏试井动态反演及压裂评价研究, zhimingchn@cup.edu.cn。