引用格式：朱柏宇, 肖佳林, 张凡, 等. 非均匀导流能力对页岩气压裂水平井产能的影响研究[J]. 油气藏评价与开发, XXXX, XX(XX):
Zhu Baiyu, Xiao Jialin, Zhang Fan, et al. Effects of non-uniform fracture conductivity on productivity of fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, XXXX, XX(XX):
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.20260172

非均匀导流能力对页岩气压裂水平井产能的影响研究

朱柏宇，肖佳林，张 凡，刘立之，李保林，易招波
（中国石化江汉油田石油工程技术研究院，湖北 武汉 430035）

摘要：页岩气藏具有极低孔渗、强非均质性等特点，需依靠大规模水力压裂实现经济开发。国内外压后取心结果表明，支撑剂铺置表现为“短距运移、少数见剂”特征，造成近中远场裂缝导流能力非均匀分布。现有产能预测模型对簇间、近中远场裂缝导流能力差异及复杂水力缝群形态考虑不足，预测结果与矿场实际偏差较大。基于分段嵌入式离散裂缝模型与有限差分方法，建立考虑非均匀支撑剂分布的产能预测模型；以涪陵焦石坝页岩气藏为实例，开展支撑缝长、支撑缝高、水力缝群形态与密度、顶替量等因素对产能的敏感性分析。模拟结果显示：支撑缝长由30 m增至130 m时，单段累积产气量提升25%，缝长超过100 m后产能增幅显著放缓；未支撑层储量动用程度极低，立体开发调整应重点关注支撑缝高，不宜仅将压裂缝高作为层间加密调整的唯一依据；无论灌木丛式还是树枝分叉状缝群，投产150～300 d后日产气曲线均出现拐点，拐点前缝群密度越高，日产气量越高，拐点之后高缝群密度方案日产气量反而低于低缝群密度方案；正常顶替条件下产能为过顶替条件的1.8～2.1倍，精准控制顶替量是保障压裂改造效果的关键。研究结果可为页岩气压裂参数精细设计、压后产能预测及剩余资源挖潜提供理论依据与工程指导。

关键词：页岩气；水力压裂；水力缝群；支撑缝长；支撑缝高；支撑剂铺置；产能预测；嵌入式离散裂缝模型
中图分类号：TE357.1　　**文献标识码**：A

Effects of non-uniform fracture conductivity on productivity of fractured horizontal wells in shale gas reservoirs

Zhu Baiyu, Xiao Jialin, Zhang Fan, Liu Lizhi, Li Baolin, Yi Zhaobo

(Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec Jianghan Oilfield Company, Wuhan, Hubei 430035, China)

Abstract: Shale gas reservoirs are characterized by ultra-low porosity and permeability and strong heterogeneity, and their economic development relies on large-scale hydraulic fracturing. However, post-fracturing coring results from China and abroad reveal that proppant placement is characterized by “short-distance transport and sparse proppant presence,” resulting in a non-uniform distribution of fracture conductivity across the near-, mid-, and far-wellbore regions. Existing productivity prediction models inadequately account for the differences in fracture conductivity among clusters and across the near-, mid-, and far-field zones, as well as the complex geometry of hydraulic fracture networks, leading to considerable deviations between predicted and actual productivity performance. In this study, a productivity prediction model considering non-uniform proppant distribution was established based on the segmented embedded discrete fracture model and the finite difference method. Taking the Jiaoshiba shale gas reservoir in Fuling as a case study, a sensitivity analysis was conducted to investigate the effects of propped fracture length, propped fracture height, hydraulic fracture network geometry and density, and displacement volume on productivity. Simulation results indicated that as the propped fracture length increased from 30 m to 130 m, the cumulative gas production per stage increased by 25%, but the growth rate of productivity slowed significantly once the propped fracture length exceeded 100 m. The degree of reserve recovery in unpropped layers was extremely weak. Thus, adjustments in three-dimensional development strategies should emphasize “propped fracture height,” rather than relying on “hydraulic fracture height” as the sole parameter for interlayer infill adjustment. For both shrub-like and dendritic fracture networks, the daily gas production curves exhibited an inflection point approximately 150-300 days after production startup. Prior to the inflection point, higher fracture network density corresponded to higher daily gas production. After the inflection point, however, the daily gas production under the high-density scheme became lower than

收稿日期：2026-05-25。
第一作者简介：朱柏宇（1991—），男，博士，助理研究员，主要从事非常规油气开发研究等工作。地址：湖北省武汉市硚口区南泥湾大道71号，邮政编码：430035。E-mail：james_zhuby@163.com
通信作者简介：张凡（1983—），男，硕士，副研究员，主要从事非常规油气开发研究等工作。地址：湖北省武汉市硚口区南泥湾大道71号，邮政编码：430035。E-mail：93447421@qq.com
基金项目：新型油气勘探开发国家科技重大专项（2025ZD1405200）；中国博士后科学基金面上项目（2024M763649）。

that under the low-density scheme. Productivity under normal displacement conditions was 1.8-2.1 times that under over-displacement conditions, indicating that precise control of displacement volume is critical to ensuring fracturing effectiveness. The findings provide a theoretical basis and engineering guidance for the precise design of fracturing parameters, accurate post-fracturing productivity prediction, and the exploitation of remaining resources in shale gas reservoirs.

Keywords: shale gas; hydraulic fracturing; hydraulic fracture network; propped fracture length; propped fracture height; proppant placement; productivity prediction; embedded discrete fracture model

大规模水力压裂技术是页岩气实现商业化开发的核心手段[1-3]。水平井分段多簇压裂,在储层中形成复杂裂缝网络,大幅增加泄气面积,沟通远离井筒的天然气资源[4-5]。然而,水力裂缝的有效性不仅取决于裂缝的几何形态(长度、高度、开度),更取决于支撑剂在裂缝内的铺置情况[6]。近年来,北美水力压裂试验场(Hydraulic Fracturing Test Site,HFTS)[7-8]、涪陵页岩气田压后取心[9]观测结果表明,支撑剂铺置范围远低于传统认知,缝内导流能力从近场到远场严重不均。涪陵压后取心发现,在3 388条水力裂缝中,仅11处发现有支撑剂存在,支撑剂分布的最远距离仅为62.2 m,呈现出显著的"短距运移、少数见剂"特征。近井地带支撑剂铺置浓度高,裂缝导流能力强;而远井地带支撑剂铺置量急剧减少,导流能力大幅下降[10-11]。早期压裂产能预测中常用的均匀导流假设,与真实情况存在较大偏差,可能导致产能预测结果偏于乐观。因此,建立非均匀导流能力下的页岩气压裂水平井产能数值模型,对于准确评价压裂效果、优化压裂施工参数、提高页岩气藏开发效益具有重要的理论价值和工程实践意义[12-16]。

页岩气压裂水平井产能预测模型经历了从解析法到数值模拟、从简单到复杂的发展历程。早期研究多基于稳态或拟稳态假设,采用等效渗流原理或势叠加方法建立产能方程。稳态解析模型[17-18]奠定了压裂水平井产能预测的理论基础。随后,数值模型向双重介质与复杂缝网方向发展,嵌入式离散裂缝模型(Embedded Discrete Fracture Model,EDFM)在兼顾精度与效率方面优势显著[19-20]。在导流能力非均匀性研究方面,杨兆中等[21]将裂缝导流能力抽象为均匀、线性、凸、凹4类分布模式,发现凹型分布时产量增幅可达13.56%;熊健等[22]与刘思雨等[23]分别建立了考虑变导流能力的垂直裂缝油井产能方程与低渗油藏不规则缝网压裂水平井产能预测模型,为考虑导流非均匀性的产能预测提供了重要方法支撑。

上述变导流能力模型多基于解析或半解析方法,通过预设各簇裂缝导流能力变化表征进砂非均衡性。这类模型未考虑单簇裂缝内部支撑剂由近及远的铺置差异,例如不同粒径支撑剂的铺置范围差异、不同顶替量条件下近井筒裂缝导流能力差异。本文以涪陵页岩气田压后取心观测数据为依据,基于分段EDFM与有限差分方法,建立考虑非均匀支撑剂分布的非稳态产量预测模型。重点研究不同支撑剂铺置范围、不同泵注顶替量、不同支撑剂粒径等因素对页岩气压裂水平井产能的影响规律,并与均匀导流模型进行对比分析,揭示非均匀支撑剂分布对产能的影响机理,为现场压裂参数优化与产能准确预测提供理论依据。

1 理论模型及模拟边界条件

为建立页岩气压裂水平井产能预测模型,提出如下基本假设:

1)储层为双重介质,由基质系统与裂缝系统组成。

2)气体为单相、等温、可压缩流体,服从真实气体状态方程。

3)裂缝导流能力沿缝长方向呈非均匀分布,可依据实际支撑剂铺置范围与铺置高度进行设定。

4)考虑应力敏感效应,基质渗透率随地层压力降低呈指数形式衰减。

5)忽略重力及毛管力的影响。

6)水平井筒按定井底流压条件生产。

7)裂缝与基质之间通过非相邻连接(Non-Neighboring Connection,NNC)实现流体交换。

8)模型外边界为封闭边界。

考虑应力敏感效应,基质渗透率随压力变化:

$$k_m(p) = k_{m0} e^{-a(p_i - p_m)} \tag{1}$$

式中:$k_m(p)$为随地层压力变化的基质渗透率,单位m^2;k_{m0}为原始地层压力下的基质渗透率,单位m^2;a为应力敏感系数,单位MPa^{-1};p_i为原始地层压力,单位MPa;p_m为当前基质压力,单位MPa。

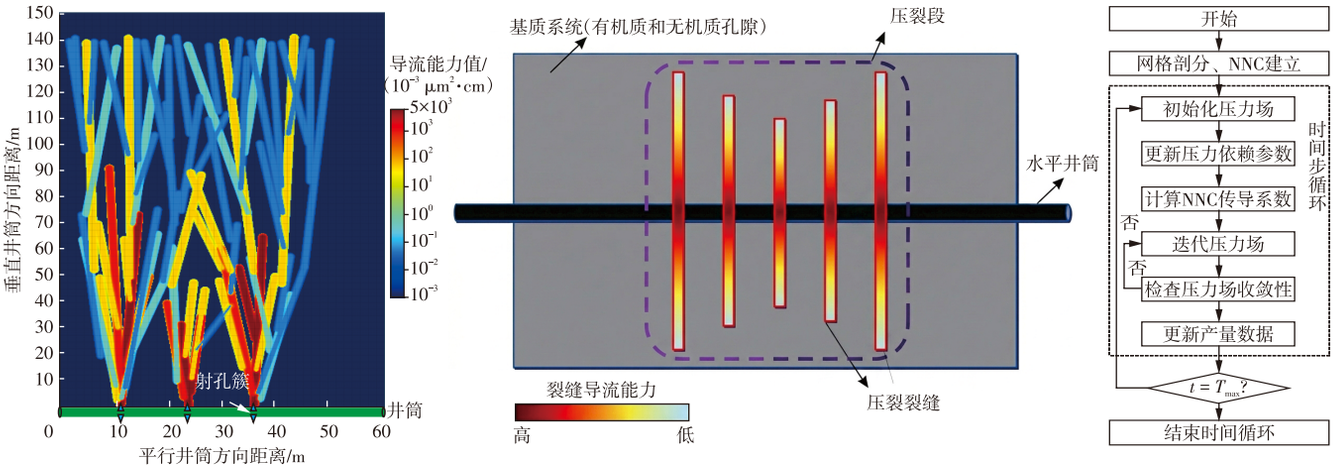
单位岩石体积的吸附气量根据Langmuir等温吸附方程可表示为:

$$q_a(p_m) = \frac{V_L \rho_s p_m}{p_L + p_m} \tag{2}$$

式中:q_a为单位岩石体积的吸附气量,单位m^3/m^3;p_m为基质孔隙压力,单位MPa;V_L为Langmuir体积常数,单位m^3/kg;ρ_s为页岩密度,单位g/cm^3;p_L为Langmuir压力常数,单位MPa。

对于基质网格单元,气体渗流满足以下物质守恒方程:

$$\nabla \cdot \left(\frac{k_m}{\mu B_g} \nabla p_m \right) + q_{mf} = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\varphi_m}{B_g} + \frac{q_a(p_m)}{B_g} \right] \tag{3}$$



a. 压后取心裂缝导流能力模拟(据文献[24]修改)　　b. 页岩气水平井压裂非均匀铺砂裂缝物理模型示意图　　c. 数值模拟计算流程

注：t为当前模拟时间，T_{max}为最大模拟生产时间，单位均为d。

图1　非均匀导流能力下页岩气压裂水平井产能模拟思路

Fig. 1　Simulation approach for productivity of hydraulically fractured horizontal shale gas wells under non-uniform conductivity

式中：k_m为基质渗透率，单位m^2；μ为气体黏度，单位Pa·s；B_g为气体体积系数；φ_m为基质孔隙度；q_{mf}为基质与裂缝之间的窜流量，单位$m^3/(m^3\cdot s)$；t为生产时间，单位s。

裂缝作为一维流动介质，其连续性方程为：

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_f w}{\mu B_g}\frac{\partial p_f}{\partial x}\right)+q_{mf}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\varphi_f}{B_g}\right) \tag{4}$$

式中：k_f、w分别为局部裂缝渗透率和缝宽，单位分别为m^2和m；p_f为裂缝内压力，单位MPa；φ_f为裂缝孔隙度；x为沿裂缝延伸方向坐标，单位m。

嵌入式离散裂缝模型中，裂缝被基质网格边界分割成若干裂缝段，每个裂缝段作为一个附加网格。基质网格与裂缝段之间的流量交换采用等效传导系数，通过NNC方法求解：

$$q_{mf}=\frac{T_{mf}}{\mu V_b}(p_m-p_f) \tag{5}$$

传导系数计算：

$$\begin{cases} T_{mf}=\dfrac{k_{mf}A_f}{d_{mf}} \\ A_f=2l_f h \\ d_{mf}=\dfrac{l_f}{L_y}\cdot\dfrac{\Delta x}{4} \end{cases} \tag{6}$$

式中：T_{mf}为基质与裂缝段间传导系数，单位m^3；V_b为基质网格的体积，单位m^3；l_f为裂缝段长度，单位m；h为储层单元厚度，单位m；Δx为网格步长，单位m；k_{mf}为基质与裂缝界面处的等效渗透率，单位m^2；A_f为裂缝段的侧表面积，单位m^2；d_{mf}为基质到裂缝的平均法向距离，单位m；L_y为y方向的网格尺寸，单位m。

同一裂缝内相邻裂缝段之间的流量交换通过串联电阻模型计算，考虑变缝宽和变渗透率：

$$\begin{aligned} T_{ff}&=\frac{\bar{w}h}{d_{f1}/k_{f1}+d_{f2}/k_{f2}} \\ \bar{w}&=\frac{2w_1w_2}{w_1+w_2} \end{aligned} \tag{7}$$

式中：T_{ff}为相邻或相交裂缝段f1与f2之间的传导系数，单位m^3；$\bar{w}$为两相交裂缝段的等效宽度，单位m；d_{f1}和d_{f2}分别为裂缝段1和裂缝段2的网格中心到两裂缝交点的距离，单位m；k_{f1}和k_{f2}分别为裂缝段1和裂缝段2的渗透率，单位m^2；w_1和w_2分别为裂缝段1和裂缝段2的缝宽，单位m。

假设裂缝渗透率随地层压力下降而变化，采用指数型应力敏感模型更新缝宽与渗透率：

$$\begin{aligned} k_f(p)&=k_{f0}e^{-\beta(p_i-p_f)} \\ w(p)&=w_0e^{-\gamma(p_i-p_f)} \end{aligned} \tag{8}$$

式中：β和γ分别为裂缝渗透率与宽度应力敏感系数；$k_f(p)$和$w(p)$为当前地层压力下的裂缝渗透率和缝宽，单位分别为m^2和m；k_{f0}和w_0为原始地层压力下的初始裂缝渗透率和缝宽，单位分别为m^2和m；e为自然常数；p_i和p_f分别为原始地层压力和当前地层压力，单位MPa。

水平井筒与裂缝相交的网格采用Peaceman井指数模型：

$$\begin{aligned} WI&=\frac{2\pi k_f w}{\ln(r_e/r_w)} \\ r_e&=0.14\sqrt{l_f^2+h^2} \end{aligned} \tag{9}$$

定压生产时，裂缝网格向井筒的流入量为：

$$q_{wf}=\frac{WI}{\mu B_{fw}}(p_w-p_{wf}) \tag{10}$$

式中：B_{fw}为裂缝与基质体积系数的调和平均值；WI为Peaceman井指数，单位m^3；w为裂缝缝宽，单位m；r_e为

Peaceman等效供气半径，单位m；r_w为井筒半径，单位m；l_f为裂缝网格的长度，单位m；h为裂缝高度，单位m；q_{wf}为定压生产时裂缝网格向井筒的流入量，单位m^3/s；μ为气体黏度，单位Pa·s；p_w为裂缝网格处的压力，单位MPa；p_{wf}为井底流压，单位MPa。

2　模拟基本参数设置

本文模拟根据涪陵页岩气田基本参数设置，部分参数源于微地震监测、压后取心结果与认识、实验测试结果等。涪陵压后取心表明半缝长大于128 m，纵向上缝高可达到30 m，与邻井平面距离最远达到62.2 m，垂向达到23.9 m[24]。结合压后取心与微地震监测认识，缝高设置为30 m，同时设置支撑缝高与未支撑缝高进行变参数模拟，裂缝半长呈非均匀分布(75～150 m)。模拟区域长度为100 m，宽度为400 m，压裂水平井每段7簇，簇间距为10 m；井底流压为20 MPa，原始地层压力为38 MPa，地层温度为86 ℃，基质孔隙度为4%，地层渗透率为0.05×10^{-3} μm^2。根据孙焕泉等[24]的研究成果，划分三区裂缝导流能力参数：近井区(<30 m)、过渡区(30～60 m)和远井区(>60 m)裂缝导流能力分别为18 $\mu m^2\cdot cm$、1 $\mu m^2\cdot cm$、0.05 $\mu m^2\cdot cm$；未支撑层导流能力为0.000 1 $\mu m^2\cdot cm$。此外，裂缝应力敏感系数为0.005 MPa^{-1}，气体黏度为0.022 5 mPa·s，气体压缩系数为0.001 32 MPa^{-1}，Langmuir体积为3.0×10^{-3} m^3/kg，Langmuir压力为15.0 MPa，页岩密度为2 580 kg/m^3。

压后取心结果表明，水力缝群内裂缝间距为0.01～9.60 m，呈现出非均匀的集群分布特征[24]，远小于常规数值计算的网格精度。因此，本文在对裂缝密度进行等效化处理的基础上，针对灌木丛式水力缝群形态，开展了网格无关性验证。模拟结果表明，在水力缝群密度为9条/簇情况下，沿水平井筒方向网格小于0.5 m，垂直水平井筒方向网格小于4 m，整体日产量与压力误差值小于4%。

3　结果与讨论

3.1　近中远场支撑剂非均匀分布对产能的影响

北美HFTS项目和鹰滩压后取心[25]证实支撑剂横向运移距离约为20～30 m，纵向运移距离10～20 m；玛湖玛131井区压后取心项目缝内直接见剂处距离压裂井的直线距离14.3 m[26-27]；涪陵压后取心缝内见剂处距离压裂井最远62.2 m，不足水力裂缝半缝长的50%。支撑剂铺置模拟普遍证实，砂堤主要集中在近中场，且粗砂、中砂更靠近近井筒位置，粉砂运移距离更远，进而导致近中远场导流能力存在显著差异。本文以150 m裂缝半缝长为基础，对近、中、远场裂缝分别赋予不同的导流能力值，模拟支撑剂非均匀分布对产能的影响。模拟结果发现，支撑缝越长，初期日产与首年度日产更高，但生产1.5 a之后，日产量基本无显著差异(图2a)。从累积产气量来看，支撑缝长从30 m增加至130 m，单段累积产气量增加了25%。同时发现当支撑缝长小于100 m时，单段累积产气量随支撑缝长增加较为显著，当支撑缝长大于100 m之后，单段累积产气量随支撑缝长的增加量变小(图2b)。

从不同支撑缝长下生产1 000 d后的地层压力分布规律上来看，随着支撑缝长增加，压力扰动范围显著扩大。支撑缝长小于70 m时，缝网泄流能力有限，簇间与远场缝网区存在显著的未动用区域，地层压力仍然相对较高。支撑缝长大于100 m时，井间与簇间动用程度较高，证实支撑缝作为主要渗流通道，其长度直接决定有效泄流范围(图3a—图3d)。130 m支撑缝长已接近模型边界(立体开发井距300 m)，实际应用中需结合储层厚度、应力各向异性及井距综合优化，避免过度改造带来的成

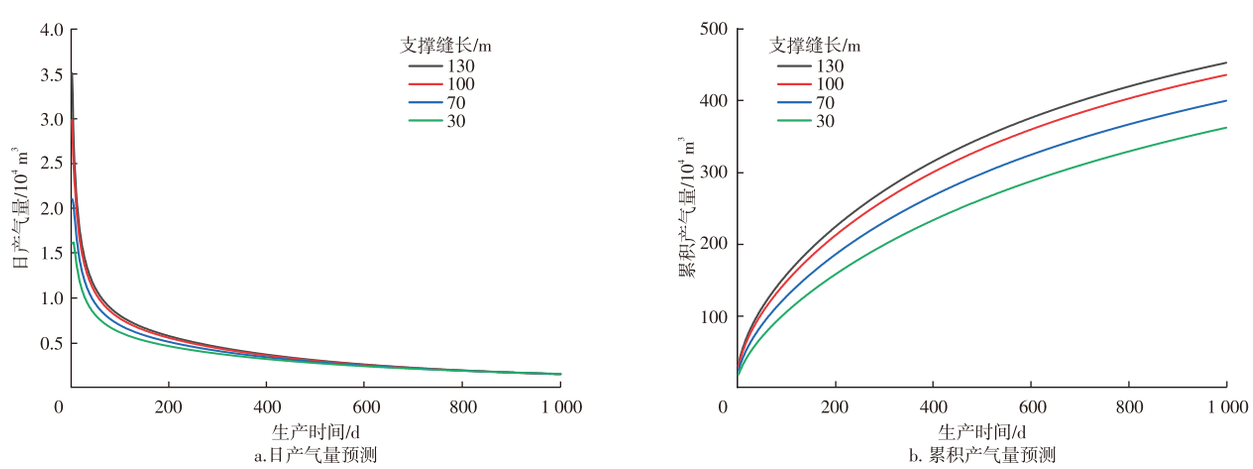


图2　不同支撑缝长下的日产气量与累积产气量预测

Fig. 2　Predicted daily gas production and cumulative gas production under different propped fracture lengths

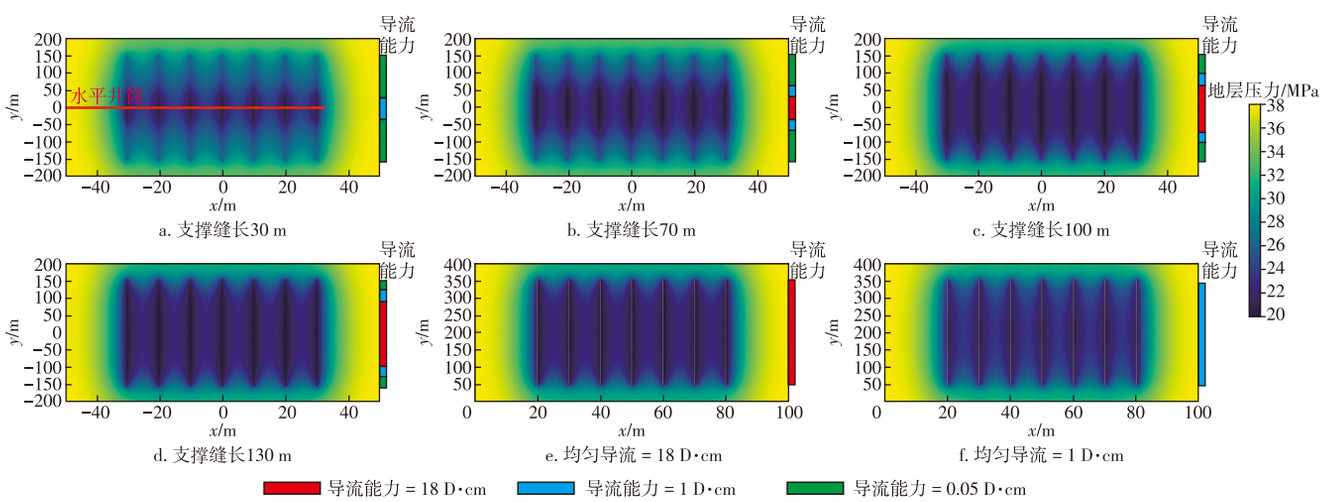
本浪费。均匀导流能力情况下剩余气以簇间剩余气为主，而考虑支撑缝长下的剩余气类型以远场井间剩余气为主（图3e—图3f）。

3.2　垂向上砂堤平衡高度对产能的影响

在缝高尺度上，由于支撑剂的重力分异作用，裂缝下部支撑显著高于中上部，涪陵页岩气压后岩心显示，支撑剂见剂范围与邻井平面距离为18.5～62.2 m，垂向距离2.1～23.9 m。本文讨论了在砂堤平衡高度10、15、20、25 m情况下的产气量变化与地层压力变化，同时裂缝形态考虑了应力阴影效应，中间簇缝长设置得小于边缘簇。从地层压力分布图上看（图4a、图4b），支撑层地层压力下降显著，储量被明显动用；而上部未支撑层仅在靠近井筒位置存在轻微动用情况，远井筒位置地层压力基本等于原始地层压力，储量动用能力差。目前立体开发主要依靠压裂缝高确定开发层系，缺乏对支撑缝高的考虑，立体开发层间存在较多的未动用潜力，是下一步加密调整、充分动用剩余资源的方向。支撑缝高越大，累积产气量绝对值越高，且差异随时间扩大。至1 000 d时，25 m支撑缝高累产超2×10^6 m^3，而10 m支撑缝高仅约7×10^5 m^3，前者约为后者的3倍（图4c）。这说明支撑缝高对长期产能贡献显著，初期差异较小，后期支撑缝高更大的方案保持更高稳产水平，累计优势不断累积。

3.3　水力缝群产能预测模拟

国内外压后取心表明[26-27]，压裂裂缝整体沿最大主应力方向延伸，存在20°以内的小角度偏转，这种近平行密集发育的水力裂缝现象在北美被称为裂缝群（fracture swarm）[25,28-29]。目前对于该现象的成因尚不明确，存在两种典型的可能模式，一种是类似灌木丛式的



注：x为垂直水平井筒方向距离，y为平行水平井筒方向距离，单位均为m。

图3　不同支撑缝长下生产1 000 d后地层压力分布

Fig. 3　Formation pressure distribution after 1 000 days of production for different propped fracture lengths

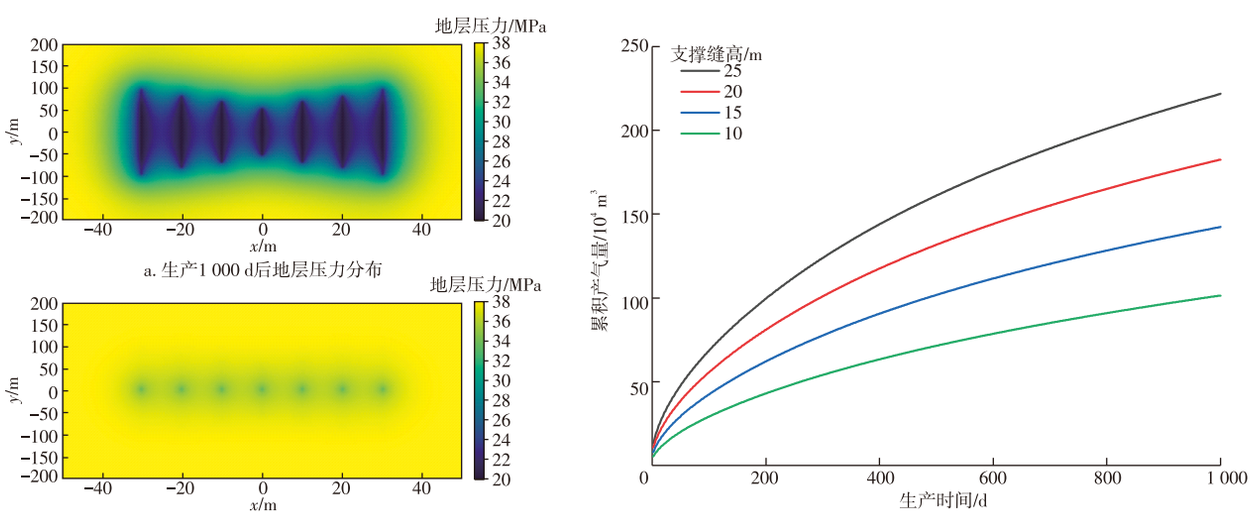
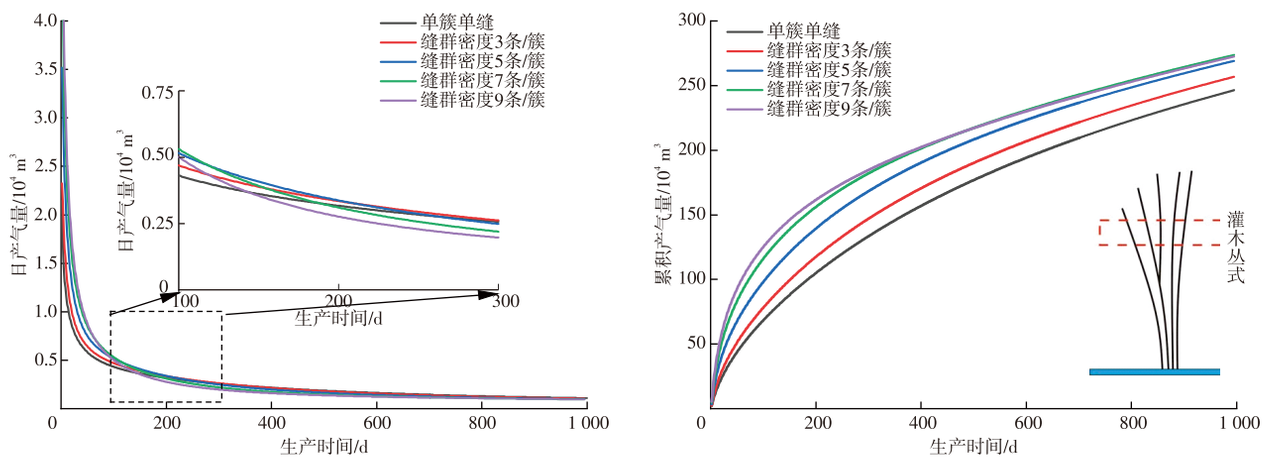


图4　不同支撑缝高下的产能变化

Fig. 4　Variations in productivity under different propped fracture heights

缝群模式，一种是类似树枝分叉状的缝群模式，具体模式形成机制取决于射孔方式、应力环境、岩性条件及施工工艺等。本文设置了2种裂缝类型开展产能模拟，考虑到大部分分支缝难以支撑，分支裂缝导流能力为0.1 μm²·cm，同时每一簇仍然发育一条主缝，主缝导流能力在近井筒区域（<30 m）设置为18 μm²·cm，中场（30～60 m）设置为1 μm²·cm，远场（>60 m）设置为0.05 μm²·cm。需要说明的是，目前压后取心常在厘米级的空间内出现2～4条水力裂缝，已超出目前数值模拟的能力范围，因此本文结果是对水力裂缝群作一定等效化处理后的结果。

本文首先针对灌木丛式水力缝群，开展了裂缝密度为3、5、7、9条/簇情况下的产量预测。可以看出缝群密度越大，初期测试产量越高，首年度日产气量越大，尤其在缝群密度由3条/簇增至7条/簇时更为明显。但当缝群密度继续增加，初期测试产量与首年度日产气量增幅不显著。特别需要关注的是，在生产150～250 d后出现了明显的拐点，缝群裂缝密度越高的方案日产气量反而越低。造成该现象的可能原因为：缝群密度较大，形成连通性更强的渗流网络，基质向裂缝的气体传质阻力降低，部分区域气体被提前动用（图5）。



a. 灌木丛式水力缝群日产气量预测曲线　　b. 灌木丛式水力缝群累积产气量预测曲线

图5　灌木丛式水力缝群日产气量和累积产气量预测

Fig. 5　Prediction of daily gas production and cumulative gas production for shrub-like hydraulic fracture networks

从灌木丛式水力缝群生产100～1 000 d后的地层压力分布图上来看，当缝群密度为单簇单缝模式时，早期页岩气动用区域主要在水力裂缝周围，簇间难以动用，后期通过基质传递逐步动用簇间剩余气，但簇间仍然存在较大未动用区域。当水力裂缝为缝群模式时，早期动用区域覆盖了所有主缝与分支缝区域，簇间剩余气动用程度更高，地层压力下降更快。后期由于簇间剩余气被提前动用，缝群密度越高，日产气量反而越低。当缝群密度增加至7条/簇、9条/簇后，簇间地层压力下降趋势基本一致，表明动用程度较高，簇间剩余气相对较少（图6）。本文同时模拟了树枝分叉状缝群模式的日产气量，其变化规律与灌木丛式水力缝群存在一定的相似性；初期产量随缝群密度增加而增加，但在250～300 d出现拐点（图7）。

3.4　顶替参数对产能的影响

本研究通过设置不同近井无支撑裂缝长度表征顶替量的影响，模拟得到生产1 000 d后的地层压力分布特征。模拟发现，当近井筒存在无支撑裂缝带时，地层压力分布表现出显著的流动效率损失，其危害超过铺砂长度或铺砂高度不足带来的影响。近井无支撑裂缝带相当于封堵了气体流向井筒的流动出口，对整个缝网系统的压力传递造成极大损害（图8a—图8d）。不同近井无支撑长度条件下的日产气动态曲线表明，过顶替诱发的近井筒无支撑带会严重削弱缝网产能；无近井无支撑带（长度0 m）工况下全生产周期日产气量均更高。生产1 000 d时，无近井无支撑带方案的累产气量为存在近井无支撑带工况的1.8～2.1倍（图8e）。

4　现场应用案例

本文数值模拟研究揭示了非均匀支撑剂分布条件下页岩气压裂水平井产能差异，基于上述认识，开展了一系列针对性工艺调整（表1）。在开发政策方面，现场将立体开发层系优化原则由“以压裂缝高为匹配依据”调整为综合考虑“支撑缝高”，并进行了上部气层穿行层位调整。在支撑剂与泵注程序方面，考虑到小粒径支撑剂运移距离更远，有助于扩大远井有效支撑范围，现场

据此提高砂强至2.0 t/m以上，同时将粉砂占比提升至35%以上。在促复杂与促均衡方面，现场在适度增加缝网复杂度的同时，将评价指标由段均砂强、液强细化为单簇砂量与液量，配套密切割与暂堵转向促复杂、限流射孔促均衡工艺。在顶替量控制方面，现场将顶替量从传统的1.5～2.0倍井筒体积调整为精准控制，同时适度降低顶替液黏度以减弱对近井砂堤的冲刷，保障近井筒地带导流能力。

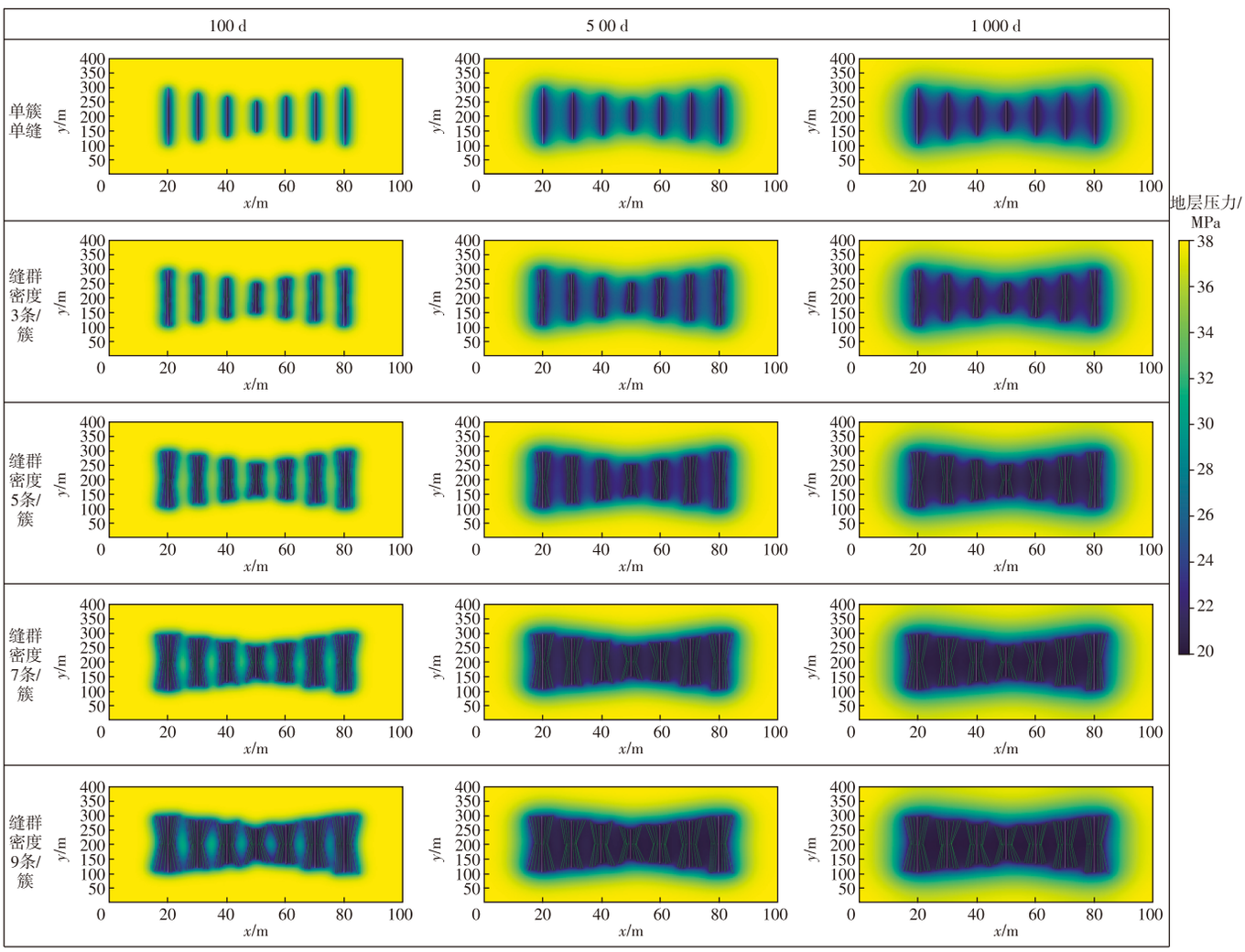
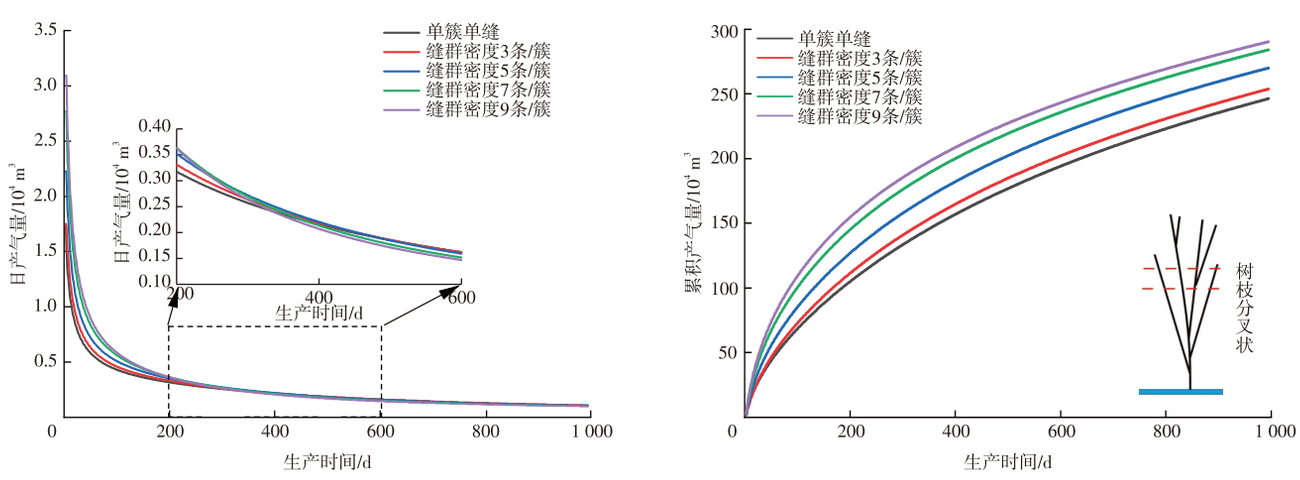


图6　灌木丛式水力缝群生产100～1 000 d后地层压力分布

Fig. 6　Formation pressure distribution after 100–1 000 days of production for shrub-like hydraulic fracture networks



a. 树枝分叉状水力缝群日产气量预测曲线　　b. 树枝分叉状水力缝群累积产气量预测曲线

图7　树枝分叉状水力缝群日产气量与累积产气量预测

Fig. 7　Prediction of daily gas production and cumulative gas production for dendritic branching hydraulic fracture networks

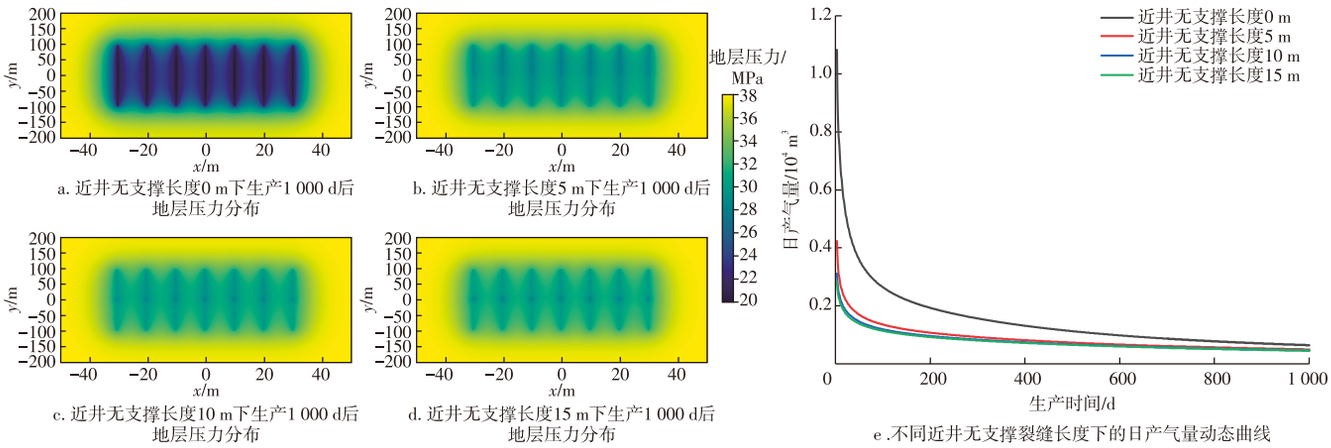


图8　不同顶替量对应的近井无支撑裂缝长度下生产1 000 d后的地层压力分布与日产气量动态曲线

Fig. 8　Formation pressure distribution and daily gas production dynamic curves after 1 000 days of production under different displacement volumes and corresponding near-wellbore unpropped fracture lengths

表1　涪陵页岩气田某区块基于产能数值模拟的压裂参数优化

Table 1　Optimization of fracturing parameters based on productivity numerical simulation for a block in Fuling shale gasfield

优化维度	理论认识	优化前	优化后	优化效果
开发政策调整	未支撑层储量动用极弱	以压裂缝高作为立体开发错层优化原则	综合支撑缝高作为立体开发错层优化原则	部分井组测试产量超过20×10^4 m³/d
支撑剂	支撑缝长与裂缝导流能力存在经济最优范围	砂强1.5～2.0 t/m；粉砂占比<30%	提升砂强；提升粉砂占比	示踪剂显示支撑缝长提升22.6%
泵注程序	保障支撑缝长与支撑缝高	段塞式加砂工艺	连续加砂工艺，配套排量、砂比、液体体系控制，保障砂液符合率	示踪剂显示支撑缝长提升22.6%
促复杂、促均衡	提升水力缝群密度可在一定程度上提升整体产能	以平均砂强、液强作为压裂指标	以单簇砂量、液量作为评价指标；适度密切射孔，配合暂堵促复杂；限流射孔促均衡	动态监测裂缝均衡性提升至86%
顶替量	近井无支撑裂缝带对流动效率的损害远超远井支撑不足	为保障施工安全采用过顶替（1.5～2.0倍井筒体积）	精准控制顶替量，适度降低顶替液黏度	—

5　结论与认识

1）支撑缝长从30 m增加至130 m时，单段累积产气量增加25%，但增幅在支撑缝长超过100 m后显著减缓，实际优化中应以100 m左右为经济拐点参考，避免无效延伸。

2）未支撑层储量动用极弱，地层压力基本维持原始状态。因此，立体开发中应将支撑缝高作为层系设计的关键参数，垂向剩余资源是层间加密调整的重要挖潜方向。

3）高密度缝群可大幅降低基质向裂缝的传质阻力，使中远场以及簇间可动气体被过早采出，引发地层压力快速衰竭，导致后期产能衰减加快。

4）正常顶替生产1 000 d的累积产气量是过顶替情况的1.8～2.1倍，现场施工中应精准控制顶替量，防范近井无支撑带。

参 考 文 献

[1]　毛俊莉，曾悦，姜心怡，等. 中国页岩气产量影响因素与增长途径[J]. 世界石油工业，2026，33(3)：30-46.
Mao Junli, Zeng Yue, Jiang Xinyi, et al. Influencing factors and growth pathways for China's shale gas production[J]. World Petroleum Industry, 2026, 33(3): 30-46.

[2]　汪泽成，谢武仁，姜华，等. 四川超级盆地天然气富集规律与勘探方向[J]. 天然气勘探与开发，2026，49(2)：21-40.
Wang Zecheng, Xie Wuren, Jiang Hua, et al. Natural gas enrichment patterns and exploration targets in Sichuan super basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2026, 49(2): 21-40.

[3]　邹才能，于荣泽，董大忠，等. 中国非常规天然气地质特征、开发技术与发展前景[J]. 石油勘探与开发，2026，53(3)：659-673.
Zou Caineng, Yu Rongze, Dong Dazhong, et al. Geologic characteristics, development technologies and prospects of unconventional natural gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2026, 53(3): 659-673.

[4]　路智勇，刘莉，姜宇玲，等. 涪陵气田立体开发地质工程一体化实践[J]. 中国石油勘探，2024，29(3)：10-20.
Lu Zhiyong, Liu Li, Jiang Yuling, et al. Practice of geology and engineering integration in the stereoscopic development of Fuling Gas Field[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(3): 10-20.

[5]　孙焕泉，蔡勋育，胡德高，等. 页岩气立体开发理论技术与实践：以四川盆地涪陵页岩气田为例[J]. 石油勘探与开发，2023，50(3)：573-584.
Sun Huanquan, Cai Xunyu, Hu Degao, et al. Theory, technology and

practice of shale gas three-dimensional development: a case study of Fuling shale gas field in Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 573-584.

[6] 朱柏宇, 张凡, 朱志芳, 等. 页岩储层多簇水力裂缝非对称扩展机理研究[J]. 油气藏评价与开发, 2026, 16(3): 713-721.
Zhu Baiyu, Zhang Fan, Zhu Zhifang, et al. Study on asymmetric propagation mechanisms of multi-cluster hydraulic fractures in shale reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(3): 713-721.

[7] Gale J, Elliott S, Li J, et al. Natural fracture characterization in the Wolfcamp Formation at the hydraulic fracture test site (HFTS), Midland Basin, Texas[C]//Proceedings of the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver, Colorado, USA: SPE, 2019.

[8] Gale J, Elliott S, Laubach S. Hydraulic fractures in core from stimulated reservoirs: Core fracture description of HFTS slant core, Midland Basin, West Texas[C]//Proceedings of the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Houston, Texas, USA: SPE, 2018.

[9] 孙焕泉, 路智勇, 刘莉, 等. 四川盆地涪陵页岩气立体开发区压裂后取心技术与认识[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(3): 653-664.
Sun Huanquan, Lu Zhiyong, Liu Li, et al. Technology and understanding of post-fracturing coring in three-dimensional development zone of Fuling shale gas, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(3): 653-664.

[10] 张涛, 陈洪丽, 王琨,等. 页岩储层剪切滑移粗糙缝内支撑剂铺置实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(1): 131-141.
Zhang Tao, Chen Hongli, Wang Kun, et al. Experimental study on proppant placement in rough fractures with shear slippage in shale reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 131-141.

[11] 刘浩琦, 陈富红, 余致理, 等. 深层页岩狭长缝内支撑剂沉降运移规律实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(3): 528-536.
Liu Haoqi, Chen Fuhong, Yu Zhili, et al. Experimental study of settlement and migration patterns of proppant in long narrow fractures in deep shale[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 528-536.

[12] 朱苏阳, 彭真, 邸云婷, 等. 页岩气产能评价研究进展: 内涵、方法和方向[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(3): 488-499.
Zhu Suyang, Peng Zhen, Di Yunting, et al. Research progress on shale gas productivity evaluation: concepts, methods and future directions[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 488-499.

[13] 宋彦志, 杨倩, 任哲雨, 等. 页岩气藏压裂水平井产能计算及其影响因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(3): 158-166.
Song Yanzhi, Yang Qian, Ren Zheyu, et al. Productivity calculation and its influencing factors of fractured horizontal well in shale gas reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(3): 158-166.

[14] 刘嘉璇, 尚新春, 朱维耀. 页岩气直井非稳态非线性渗流的数值计算及产能预测[J]. 中国科学(技术科学), 2015, 45(7): 737-746.
Liu Jiaxuan, Shang Xinchun, Zhu Weiyao. Numerical computation for nonlinear unsteady percolation of shale gas and prediction of production[J]. Scientia Sinica (Technologica), 2015, 45(7): 737-746.

[15] 赵金洲, 李志强, 胡永全, 等. 考虑页岩储层微观渗流的压裂产能数值模拟[J]. 天然气工业, 2015, 35(6): 53-58.
Zhao Jinzhou, Li Zhiqiang, Hu Yongquan, et al. Numerical simulation of productivity after fracturing with consideration to micro-seepage in shale reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 53-58.

[16] 李志强, 赵金洲, 胡永全, 等. 页岩气压裂水平井产能模拟与布缝模式[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(5): 162-165.
Li Zhiqiang, Zhao Jinzhou, Hu Yongquan, et al. Productivity simulation and fracture arrangement simulation schemes for shale-gas fractured horizontal well[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(5): 162-165.

[17] 郎兆新, 张丽华, 程林松. 压裂水平井产能研究[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1994, 18(2): 43-46.
Lang Zhaoxin, Zhang Lihua, Cheng Linsong. Investigation on productivity of fractured horizontal well[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1994, 18(2): 43-46.

[18] 宁正福, 韩树刚, 程林松, 等. 低渗透油气藏压裂水平井产能计算方法[J]. 石油学报, 2002, 23(2): 68-71.
Ning Zhengfu, Han Shugang, Cheng Linsong, et al. Productivity calculation method of fractured horizontal wells in low permeability oil or gas field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(2): 68-71.

[19] 李亚龙, 刘先贵, 胡志明, 等. 页岩气水平井产能预测数值模型综述[J]. 地球科学进展, 2020, 35(4): 350-362.
Li Yalong, Liu Xiangui, Hu Zhiming, et al. Summary of numerical models for predicting productivity of shale gas horizontal wells[J]. Advances in Earth Science, 2020, 35(4): 350-362.

[20] 胡连博, 陈志明, 廖新维, 等. 基于"压—焖—采"多数据协同分析的页岩油井裂缝参数反演与产能预测[J]. 石油学报, 2025, 46(8): 1550-1567.
Hu Lianbo, Chen Zhiming, Liao Xinwei, et al. Fracture parameter inversion and productivity prediction of shale oil wells based on collaborative analysis of hydraulic fracturing, soaking and production data[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(8): 1550-1567.

[21] 杨兆中, 廖梓佳, 李小刚, 等. 非均布导流下页岩气藏压裂水平井产量模拟[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2021, 43(3): 93-100.
Yang Zhaozhong, Liao Zijia, Li Xiaogang, et al. Production simulation of fractured horizontal well with non-uniform space distribution of fracture conductivity in shale gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2021, 43(3): 93-100.

[22] 熊健, 马振昌, 马华, 等. 考虑变导流能力的垂直裂缝油井产能方程[J]. 复杂油气藏, 2013, 6(4): 52-54.
Xiong Jian, Ma Zhenchang, Ma Hua, et al. Study on production of vertical fracture oil well under the condition of variable conductivity [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2013, 6(4): 52-54.

[23] 刘思雨, 王坤, 谢明英, 等. 低渗油藏不规则缝网压裂水平井产能预测模型[J]. 计算物理, 2024, 41(4): 503-514.
Liu Siyu, Wang Kun, Xie Mingying, et al. A production prediction model for fractured horizontal wells with irregular fracture network in low permeability reservoirs[J]. Chinese Journal of Computational Physics, 2024, 41(4): 503-514.

[24] 孙焕泉, 郑爱维, 方吉超, 等. 页岩气渗流场构建与高效开发技术

方向:以涪陵页岩气为例[J]. 石油勘探与开发, 2026, 53(3): 674-686.
Sun Huanquan, Zheng Aiwei, Fang Jichao, et al. Seepage field construction and technical directions for efficient development of shale gas reservoirs: a case study of Fuling shale gas field, Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2026, 53 (3): 674-686.

[25] Raterman K T, Farrell H E, Mora O S, et al. Sampling a stimulated rock volume: An Eagle Ford example[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2018, 21(4): 927-941.

[26] 覃建华, 鲜成钢, 张景, 等. 基于水力压裂现场实验室的致密砾岩人工缝网特征[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 217-228.
Qin Jianhua, Xian Chenggang, Zhang Jing, et al. Characteristics of hydraulic fracture network in the tight conglomerate reservoir based on a hydraulic fracturing test site[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(1): 217-228.

[27] 李向阳, 季汉成, 卞腾飞, 等. 玛北斜坡百口泉组致密砾岩水力压裂裂缝表征[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(2): 178-183.
Li Xiangyang, Ji Hancheng, Bian Tengfei, et al. Characterization of hydraulic fractures in tight conglomerate reservoirs in Baikouquan Formation, Mabei slope[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(2): 178-183.

[28] 张矿生, 慕立俊, 陆红军, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油水力压裂试验场建设概述及实践认识[J]. 钻采工艺, 2024, 47(6): 16-27.
Zhang Kuangsheng, Mu Lijun, Lu Hongjun, et al. Overview and practical understanding of the construction of shale oil hydraulic fracture field labs in the Ordos Basin[J]. Drilling & Production Technology, 2024, 47(6): 16-27.

[29] 曹炜, 马永宁, 孟浩, 等. 庆城页岩油水力压裂试验场大斜度取心井裂缝描述与认识[J]. 中国石油勘探, 2025, 30(2): 133-145.
Cao Wei, Ma Yongning, Meng Hao, et al. Description and recognition of fractures in high-inclination coring well in Qingcheng shale oil hydraulic fracturing test site[J]. China Petroleum Exploration, 2025, 30(2): 133-145.

(编辑 徐佩)