

引用格式:田冷,徐文熙,石善志,等.致密砂砾岩CO₂前置压裂增产机理与模型应用[J].油气地质与采收率,2026,33(1):170-182.

TIAN Leng, XU Wenxi, SHI Shanzhi, et al. Stimulation mechanism and model application of CO₂ pre-pad fracturing for production enhancement in tight glutenite reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2026, 33(1): 170-182.

致密砂砾岩CO₂前置压裂增产机理与模型应用

田冷^{1,2,3},徐文熙^{1,2,3},石善志⁴,王涛⁴,廖明威^{1,2,3},周然^{1,2,3},刘天勇^{1,2,3}

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)天然气地质与工程研究中心,北京 102249;

3. 中国石油大学(北京)气体能源开发与利用教育部工程研究中心,北京 102249;

4. 中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部,新疆克拉玛依 834000)

摘要:致密砂砾岩储层普遍具有低孔低渗透、流动阻力大和自然产能低等特征,亟需通过有效的改造方式提高采收率。CO₂前置压裂作为一种兼具增产与储气作用的高效改造方法,近年来受到广泛关注,但目前仍缺乏标准化模型与系统优化参数的研究。针对该问题,基于致密砂砾岩油藏特性,构建了CO₂前置压裂渗流与压裂模型,并通过理论分析与数值模拟相结合的方法,对不同注入条件下的裂缝扩展规律、油气驱替特征及增产效果进行了系统研究。研究采用扩展双重介质离散裂缝模型(EDFM)和CO₂驱油实验,分析了注入量、注入排量、焖井时间等关键参数对改造效果的影响。结果表明,该方法在单因素与多因素条件下均表现出良好的稳产与增产效果,CO₂前置压裂能显著改善储层渗透性与压裂液返排效率,提升油气驱替能力,推荐CO₂注入量为200~300 m³/段,注入排量约为8 m³/min,簇间距为15~20 m,焖井时间不宜超过40 d。

关键词:CO₂前置压裂;孔隙动用;增产机理分析;裂缝扩展;参数优化

文章编号:1009-9603(2026)01-0170-13

DOI:10.13673/j.pgre.202507017

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

Stimulation mechanism and model application of CO₂ pre-pad fracturing for production enhancement in tight glutenite reservoirs

TIAN Leng^{1,2,3}, XU Wenxi^{1,2,3}, SHI Shanzhi⁴, WANG Tao⁴, LIAO Mingwei^{1,2,3}, ZHOU Ran^{1,2,3}, LIU Tianyong^{1,2,3}

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China; 2. Natural Gas Geology

and Engineering Research Center, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China; 3. Engineering

Research Center for Gas Energy Development and Utilization, Ministry of Education, China University of

Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China; 4. Mahu Exploration and Development Project

Department, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: Tight glutenite reservoirs are generally characterized by low porosity, low permeability, high flow resistance, and poor natural productivity, making effective stimulation methods essential to enhance oil recovery. CO₂ pre-pad fracturing, as an effective stimulation method for enhanced production and gas storage, has attracted increasing attention in recent years, yet standardized modeling and system parameter optimization remain insufficient. To address this issue, based on the characteristics of tight glutenite reservoirs, a flow and fracturing model for CO₂ pre-pad fracturing was developed. By using a combined approach of theoretical analysis and numerical simulation, a systematic study was conducted on fracture propagation patterns, hydrocarbon displacement characteristics, and stimulation performance under different injection conditions. This study employed the embedded discrete fracture model (EDFM) and CO₂-driven hydrocarbon experiments to analyze the influence of key parameters on stimulation performance, such as injection volume, rate, and shut-in time. The results indicate that CO₂ pre-pad fracturing significantly

收稿日期:2025-07-17。

作者简介:田冷(1977—),男,黑龙江延寿人,教授,博士,从事CO₂驱油理论研究。E-mail:tianleng2009@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“CO₂促混转混综合调控技术研究”(2024ZD1406601)。

improves reservoir permeability and fracturing fluid recovery, thereby enhancing oil and gas displacement efficiency. The recommended parameters are an injection volume of 200-300 m³ per stage, an injection rate of approximately 8 m³/min, a cluster spacing of 15-20 m, and a shut-in time not exceeding 40 days.

Key words: CO₂ pre-pad fracturing; pore mobilization; analysis of production enhancement mechanism; fracture propagation; parameter optimization

准噶尔盆地玛湖凹陷油气资源富集,规模建产能力巨大。其中,玛湖凹陷10×10⁸ t特大型砾岩油藏的主力开发层系百口泉组、乌尔禾组均属于低孔、低-特低渗透储层,并且表现为非均质性强、孔隙结构复杂、渗透性差、脆性低、两向应力差大、复杂压裂缝网形成难度大等特点^[1],常规压裂难以改造,采收率普遍不足8%。在“双碳”目标与资源开发需求双重驱动下,CO₂前置压裂技术应运而生,利用超临界CO₂改善裂缝延伸及流体运移,并实现CO₂地质封存。中国部分地区该技术应用效果显著,提升初期产量,延缓产能递减。但其增产机制尚不清晰,亟需系统研究孔隙动用规律,优化改造参数,构建高效开发模式^[2-4]。

近年来,为了探究CO₂提高采收率的机理与规律,开展了大量CO₂驱替与吞吐试验。李蕾等基于核磁共振技术对比超低渗透油藏超临界CO₂混相/非混相驱与水驱效果,结果表明混相/非混相驱见气阶段采出程度骤增,气窜后效率锐减;水驱主采大中孔,非混相驱增采中小孔,二者均无法动用微孔;混相驱大中孔动用近100%,小孔、微孔采收率分别达34%和10%^[5]。李斌会等为明确古龙页岩油在高温高压CO₂驱替下孔隙原油的动用效果,结合实验给出的T₂值与孔喉半径转换系数划分页岩孔隙,结果表明大中孔和页理缝页岩油动用幅度大,压裂、驱替结合可大幅提升原油采出程度^[6]。多数学者采用核磁共振技术分析CO₂吞吐孔隙中的原油动用情况,且研究揭示孔隙动用规律,证实大孔为初期采油主力,中小孔贡献随工艺优化逐步提升,纳米级小孔隙原油仍难以有效动用^[7-11]。然而,这些研究多聚焦于页岩储层常规CO₂吞吐工艺,关于致密砂砾岩CO₂前置增能压裂开发过程中CO₂对孔隙原油的动用规律鲜有探讨。有部分学者围绕CO₂压裂机理与技术开展了大量的研究。周大伟等为分析SC-CO₂诱导裂缝破坏的机理,基于多场耦合效应建立了理论模型,结果表明,超临界CO₂压裂利用孔隙压力、热应力诱导剪切破坏,形成I-II型混合多裂缝体系^[12];余前港等针对超临界CO₂压裂起裂与扩展机理问题,建立热-流-固耦合模型进行模拟,结果表明,其较水力压裂起裂压力降低23%,高应

力差下仍形成复杂裂缝网络;天然裂缝角度增大及注入温差提升,裂缝复杂度增加^[13]。多数实验表明,相较于水力压裂,超临界CO₂压裂具有显著优势,可大幅降低起裂压力,且因热-流-固耦合效应形成复杂多向裂缝网络,使得裂缝导流能力明显提升,同时揭示了CO₂通过溶蚀效应降低层理抗拉强度,驱动裂缝沿层理、天然裂缝剪切扩展的机制^[14-18],然而目前数值模拟研究与物理模拟实验多聚焦单一压裂,对CO₂前置压裂涉足较少。还有部分学者通过数值模拟手段开展研究^[19-24],主要依托压裂模拟软件造缝并分析裂缝的形态特征,或基于油藏数值模拟开展产能预测,但未考虑CO₂前置压裂过程中人工裂缝动态扩展的影响,缺乏将压裂与生产2个阶段整合模拟的研究。

即使CO₂在油田应用至今已经较为成熟,涉及CO₂前置压裂的增产机理及施工依据仍需要深入探讨。压裂过程中多簇裂缝扩展产生的诱导应力会造成缝间干扰,改变各簇压裂裂缝周围初始应力场的大小及方位,相较于单条压裂裂缝扩展,各簇裂缝在扰动应力场易出现转向及止裂(裂缝扩展停止)的情况,致使段内多簇裂缝呈现非均匀、非对称及复杂裂缝形态^[25-29],CO₂前置压裂更有利于张裂缝和剪切裂缝的混合扩展,形成复杂的裂缝网络^[30-33]。于是,开展致密砂砾岩CO₂高温高压驱替实验,模拟CO₂前置压裂过程中CO₂进入地层的阶段,控制注入压力、焖井时间,探讨CO₂动用孔隙原油规律。在实验数据的基础上,引入嵌入式离散裂缝,隐式表征裂缝,同时采用位移不连续法,建立平面三维位移不连续方程与裂缝扩展准则,等效裂缝动态扩展过程,并结合多组分渗流数学方程,构建CO₂前置压裂数值模型。最后,应用模型进行增产机理与施工因素分析,设计最终的施工参数。

1 CO₂动用孔隙原油规律

1.1 实验准备及步骤

实验样品:实验用砂砾岩岩心取自百口泉组(T₁b₁),岩心中含有不同大小的砾石,粒径范围从几毫米到几厘米不等。

实验仪器:岩心夹持器用于固定岩心样品;活塞容器用于控制流体的进出;手摇加压泵用于手动施加围压。实验装置的连接流程如图1所示。

实验步骤:①切割岩心,随后洗油、烘干,并测试其孔隙度和渗透率;②岩样抽真空72 h,在地层温度为70 °C下饱和和配制油并静置老化一周,测试基础 T_2 谱曲线;③取代表性岩心3根,设置实验温度为70 °C,预设 CO_2 注入压力分别为20、30、40、50 MPa,保持围压高于入口端压力2 MPa即可,通过高压驱替泵快速注入 CO_2 ,使岩心夹持器入口端压力保持恒定,期间持续记录岩心入口端的压力,注入2.0 PV后停止泵注,关闭入口端阀门;④模拟焖井5 h,焖井结束后打开出口端阀门,设置回压为2 MPa,待出口端不再出液,记录采出程度,进行 T_2 谱测试获得 CO_2 吞吐后的 T_2 谱曲线;⑤另取3根代表性岩心,设置实

验温度为70 °C,预设 CO_2 注入压力为30 MPa,保持围压高于入口端压力2 MPa即可,通过高压驱替泵快速注入 CO_2 ,使岩心夹持器入口端压力保持恒定,期间持续记录岩心入口端的压力,注入2.0 PV后停止泵注,关闭入口端阀门;⑥分别模拟焖井5、10、20、40 h,焖井结束后打开出口端阀门,设置回压为2 MPa,待出口端不再出液,记录采出程度,进行 T_2 谱测试获得 CO_2 吞吐后的 T_2 谱曲线。

1.2 实验结果分析

为精细化分析 CO_2 对孔隙的动用程度,将岩样孔隙按 T_2 值划分为3级,分别为小孔隙、中孔隙以及宏孔隙,小孔隙对应弛豫时间低于0.5 ms,中孔隙对应弛豫时间为0.5~10 ms,而宏孔隙对应弛豫时间为10~1 000 ms。

1.2.1 注入压力

由3根岩心的 T_2 谱图(图2)可以看到皆呈现单峰,中、小孔隙发育程度较高,宏孔隙占比较少。随着注入压力的逐渐增大,岩心中原油的采出程度也随之上升,而采出程度的增幅逐渐减小,同时压力越大动用孔隙下限越低,可动用孔隙越多。经过多次增压测试,中孔隙与宏孔隙对应的核磁信号衰减幅度显著超越小孔隙,且中孔隙的下降幅度最大。值得关注的是,宏孔隙动用程度不如中孔隙,这可能是由于 CO_2 的注入,将部分中孔隙的原油驱至宏

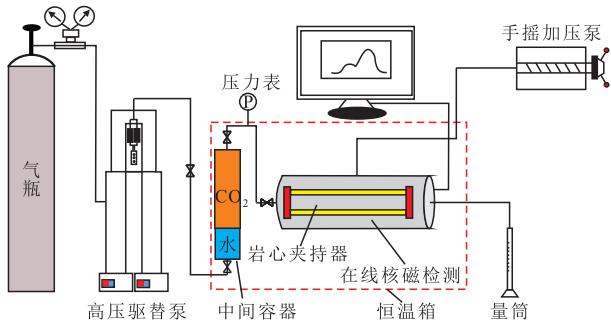


图1 CO_2 驱替实验装置
Fig.1 CO_2 flooding device

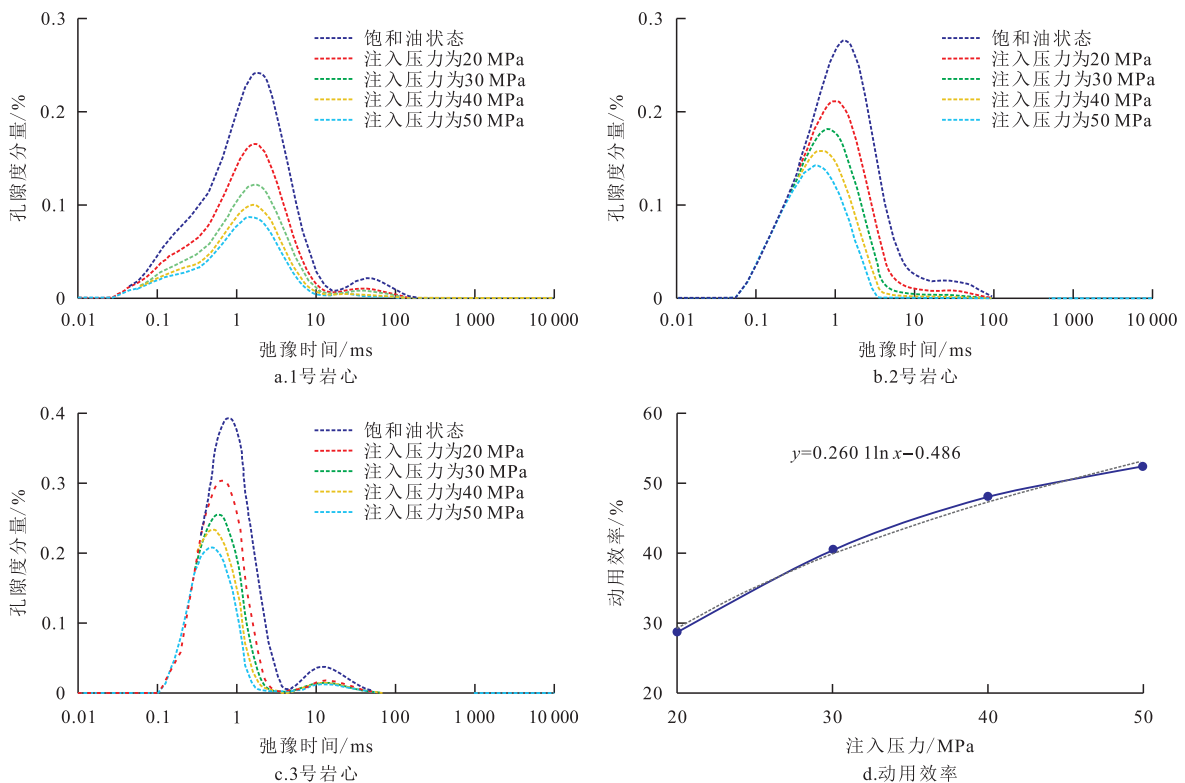


图2 不同注入压力下的动用情况

Fig.2 Mobilization situations under different injection pressures

孔隙所导致。

图2d描述了注入压力对动用效率的影响程度,结果显示,CO₂动用效率随注入压力的增加而提高,随着压力从20 MPa增加到50 MPa,动用效率从28.80%增加到52.35%。分析可能一部分原因是CO₂与孔隙中原油混相,另一部分原因是高压注入使得CO₂进入了更多微小孔隙以及动用中、宏孔隙更加彻底。在压力过高后,由于砂砾岩本身致密的特性原因,同时CO₂抽提外围原油中的轻质组分,较重的组分仍留在孔隙中,阻碍了深层原油的置换,导致动用效率增速逐渐减慢。

1.2.2 焖井时间

从图3a—3c可知,焖井时间越长,CO₂动用程度越高,而动用程度的增幅随焖井时间增加而减小。在焖井过程中,微小孔隙所对应的信号幅度下降程度明显小于中、宏孔隙,且主要动用宏孔隙;地层中渗流较缓慢,CO₂有充足的时间扩散至宏孔隙,因而动用程度更高。图3d描述了焖井时间如何影响动用效率,结果显示,CO₂动用效率随焖井时间的增加而提高,随着焖井时间从5 h增加到40 h,动用效率从23.61%逐步增加到35.98%。实验结果表明,适当延长焖井时间可有效提升CO₂驱替效率,然而并非焖井时间持续延长即可获得最佳开发效益。CO₂吞吐采收效率随焖井时间的增长呈现先急剧上升后趋

于平缓的变化特征,这证实焖井时间与采收率增幅之间存在非线性关系,另外,考虑到经济效益的约束,需在保障采收率提升的同时控制开发成本,因此,在制定实际生产方案时,焖井时间有待优化。

2 CO₂前置压裂数学模型

2.1 裂缝动态扩展表征

模型研究中视储层岩石为线弹性物质,而裂缝作为无限延展的二维平面嵌入三维空间中,裂缝扩展行为受远场地应力和内部流体压力驱动。通常局部坐标系中x轴沿裂缝切线方向,y轴垂直于裂缝面,局部坐标系随裂缝几何形状动态调整。在裂缝离散中,每个计算单元需定义法向与切向位移不连续量^[34-35],裂缝单元位移不连续量对远场的扰动可通过格林公式定量表征,而单个裂缝离散单元的切向与剪切位移不连续分量会通过应力场相互作用机制影响其他单元的表面应力状态,因此,可以得到任一裂缝单元j的位移不连续分量在其他裂缝单元表面诱导产生的应力如下:

$$\begin{cases} \sigma_n^{ij} = 2GD_z^j \left(-y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial x \partial y^2} \right) + 2GD_n^j \left(\frac{\partial^2 f}{\partial y^2} - y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial y^3} \right) \\ \sigma_z^{ij} = 2GD_z^j \left(\frac{\partial^2 f}{\partial y^2} + y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial y^3} \right) + 2GD_n^j \left(-y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial x \partial y^2} \right) \end{cases} \quad (1)$$

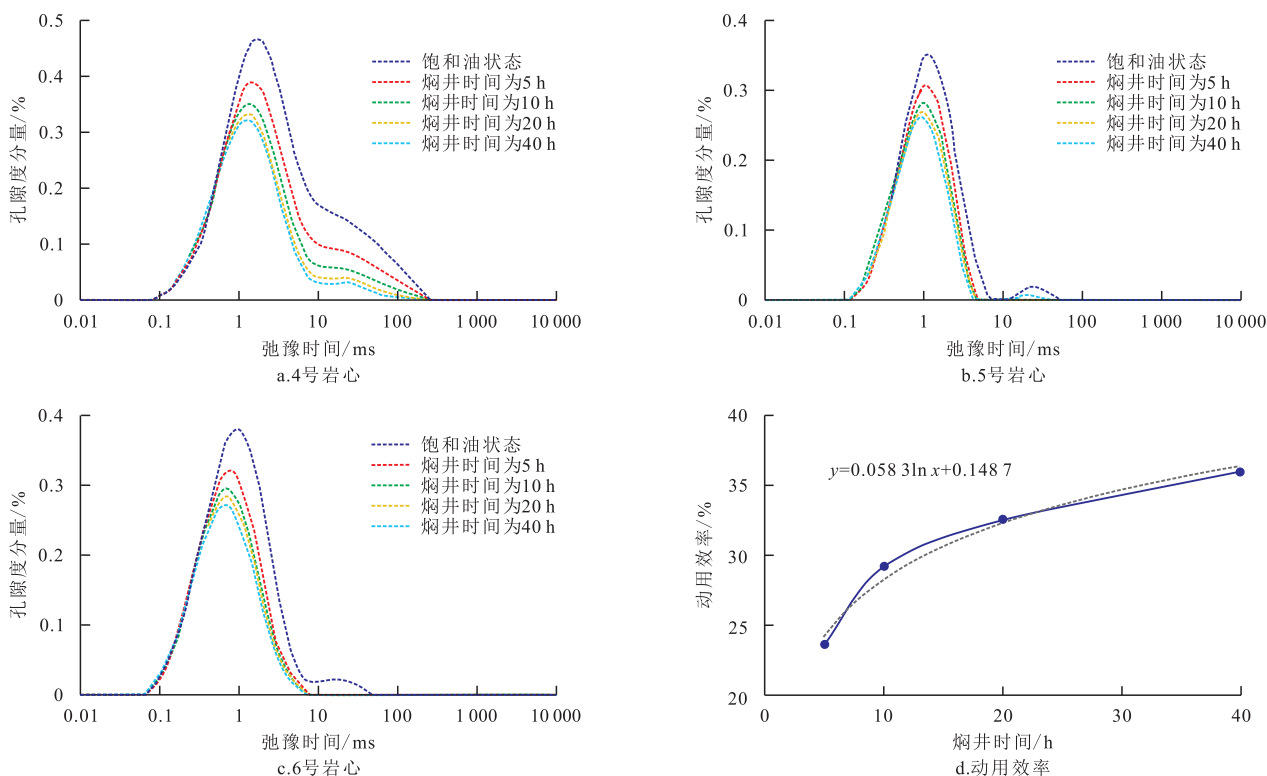


图3 不同焖井时间下的动用情况
Fig.3 Mobilization situations under different shut-in time

式中： σ_n^j 为法向应力分量，Pa； n 为法向； i, j 为裂缝单元编号； G 为剪切模量，Pa； D_z^j 为裂缝单元 j 在 z 方向的位移不连续量，m； z 为坐标，m； y_{ij} 为裂缝单元 i 在裂缝单元 j 局部坐标系中的 y 坐标，m； f 为位移势函数，具体参考文献[36]； D_n^j 为裂缝单元 j 在法向的位移不连续量，m； σ_z^j 为切向应力分量，Pa。

$$\begin{cases} \sigma_n^j = 2G \left\{ \sin^2 \theta_{x_j-x} \left(2 \frac{\partial^2 f}{\partial x \partial y} + y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial x \partial y^2} \right) - \sin 2\theta_{x_j-x} \left(\frac{\partial^2 f}{\partial y^2} + y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial y^3} \right) + \cos^2 \theta_{x_j-x} \left(-y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial x \partial y^2} \right) \right\} D_z^j + \\ 2G \left\{ \sin^2 \theta_{x_j-x} \left(\frac{\partial^2 f}{\partial y^2} + y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial y^3} \right) - \sin 2\theta_{x_j-x} \left(-y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial x \partial y^2} \right) + \cos^2 \theta_{x_j-x} \left(\frac{\partial^2 f}{\partial y^2} - y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial y^3} \right) \right\} D_n^j \\ \sigma_z^j = 2G \left\{ -\sin \theta_{x_j-x} \cos \theta_{x_j-x} \left(2 \frac{\partial^2 f}{\partial x \partial y} + 2y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial x \partial y^2} \right) + \cos 2\theta_{x_j-x} \left(\frac{\partial^2 f}{\partial y^2} + y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial y^3} \right) \right\} D_z^j + \\ 2G \left\{ -\sin \theta_{x_j-x} \cos \theta_{x_j-x} \left(2y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial y^3} \right) + \cos 2\theta_{x_j-x} \left(-y_{ij} \frac{\partial^3 f}{\partial x \partial y^2} \right) \right\} D_n^j \end{cases} \quad (2)$$

式中： θ_{x_j-x} 为裂缝单元 j 的局部坐标系 x 轴与全局坐标系 X 轴之间的夹角，(°)； D_z^j 为裂缝单元 j 切向位移不连续量，m； D_n^j 为全局坐标系下裂缝单元 j 法向位移不连续量，m。

计算所有裂缝离散单元在目标裂缝单元 i 处引发的法向应力与切向应力分量，可得到该裂缝单元表面处的法向应力 σ_n^i 和切向应力 σ_s^i ，其表达式为：

$$\begin{cases} \sigma_n^i = \sum_{j=1}^{N_i} G^{ij} C_{ns}^{ij} D_s^j + \sum_{j=1}^{N_i} G^{ij} C_{nn}^{ij} D_n^j \\ \sigma_s^i = \sum_{j=1}^{N_i} G^{ij} C_{ss}^{ij} D_s^j + \sum_{j=1}^{N_i} G^{ij} C_{sn}^{ij} D_n^j \end{cases} \quad (3)$$

式中： σ_n^i 为裂缝单元 i 的法向应力，Pa； N_i 为裂缝离散单元的总数； G^{ij} 为裂缝单元 j 对裂缝单元 i 的影响系数； C_{ns}^{ij} 为裂缝单元 j 的切向位移不连续对裂缝单元 i 的法向应力产生的影响系数分量，1/m； D_s^j 为裂缝单元 j 的切向位移不连续量，m； C_{nn}^{ij} 为裂缝单元 j 的法向位移不连续对裂缝单元 i 的法向应力产生的影响系数分量，1/m； σ_s^i 为裂缝单元 i 的切向应力，Pa； C_{ss}^{ij} 为裂缝单元 j 的切向位移不连续对裂缝单元 i 的切向应力产生的影响系数分量，1/m； C_{sn}^{ij} 为裂缝单元 j 的法向位移不连续对裂缝单元 i 的切向应力产生的影响系数分量，1/m。

裂缝离散单元表面应力的平衡受远端地应力以及内部流体压力的相互作用控制。对于裂缝单元 i ，其表面处的法向应力 σ_n^i 与切向应力 σ_s^i 需满足以下应力平衡^[36]：

$$\begin{cases} \sigma_n^i = P_i - \sigma_h \cos^2 \theta_i - \sigma_H \sin^2 \theta_i \\ \sigma_s^i = \sigma_s^{\text{local}} - \frac{1}{2} (\sigma_h - \sigma_H) \sin 2\theta_i \end{cases} \quad (4)$$

由于裂缝离散单元的相互影响，在计算某一单元的应力时，需要将其他单元诱导产生的应力进行叠加，然而由于裂缝单元的局部坐标不统一，需要对应力变化从局部坐标系转换到全局坐标系下。可以得到在裂缝单元 i 处由裂缝离散单元 j 位移不连续量引起的全局应力，其表征如下：

式中： P_i 为裂缝离散单元 i 中的流体压力，Pa； σ_h 为最小水平主应力，Pa； θ_i 为裂缝离散单元 i 的局部坐标系与水平主应力方向的夹角，(°)； σ_H 为最大水平主应力，Pa； σ_s^{local} 为剪切应力，Pa。

将由式(4)可得平衡方程：

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{N_i} G^{ij} C_{ns}^{ij} D_s^j + \sum_{j=1}^{N_i} G^{ij} C_{nn}^{ij} D_n^j = P_i - \sigma_h \cos^2 \theta_i - \sigma_H \sin^2 \theta_i \\ \sum_{j=1}^{N_i} G^{ij} C_{ss}^{ij} D_s^j + \sum_{j=1}^{N_i} G^{ij} C_{sn}^{ij} D_n^j = \sigma_s^{\text{local}} - \frac{1}{2} (\sigma_h - \sigma_H) \sin 2\theta_i \end{cases} \quad (5)$$

同时根据最大周向应力准则，裂缝沿着最大周向应力方向扩展，由应力强度因子确定，而Olson定义应力强度方程为^[37]：

$$\begin{cases} K_I = \frac{0.806E \sqrt{\pi}}{4(1-\nu^2) \sqrt{2a}} D_n \\ K_{II} = \frac{0.806E \sqrt{\pi}}{4(1-\nu^2) \sqrt{2a}} D_s \end{cases} \quad (6)$$

式中： K_I 为张开应力强度因子，Pa·m^{1/2}； E 为杨氏模量，Pa； ν 为泊松比； a 为裂缝半长，m； D_n 为法向位移不连续量，m； K_{II} 为剪切应力强度因子，Pa·m^{1/2}； D_s 为切向位移不连续量，m。

压裂过程中，岩石断裂韧性 K_{IC} 是衡量岩石抵抗裂缝扩展能力的重要参数，若 $K_I > K_{IC}$ ，则判断裂缝离散单元断裂，裂缝向前扩展一个单元长度，反之则不发生扩展。通常，裂缝渗透率表征如下：

$$K_f = \frac{\phi_f D_n^2}{12} \quad (7)$$

式中： K_f 为裂缝渗透率，m²； ϕ_f 为裂缝孔隙度，%。

裂缝的渗透率主要受 D_n 影响。在模拟计算中,可以在每个时间步更新裂缝单元的渗透率,并在裂缝扩展后重新计算流体流动路径,以准确描述裂缝网络的渗透性演化。

在此基础上引入嵌入式离散裂缝,其包含“非相邻连接(NNCs)”概念,用来表示EDFM中网格与(多条)裂缝之间的连接方式^[38],主要包括3类:Ⅰ类为单缝单网格,Ⅱ类为双缝单网格,Ⅲ类为单缝双网格,而每个非相邻连接的渗透率调和平均值如下:

$$K_a^{NNCs} = \begin{cases} \frac{K_m K_f}{K_m + K_f} & \text{Ⅰ类非相邻连接} \\ \frac{\alpha\beta}{\alpha + \beta} \frac{d_a^{NNCs}}{A_a^{NNCs}} & \text{Ⅱ类非相邻连接} \\ \frac{K_f w L_f}{d_f} \frac{d_a^{NNCs}}{A_a^{NNCs}} & \text{Ⅲ类非相邻连接} \end{cases} \quad (8)$$

其中:

$$\alpha = \frac{K_{f1} w_1 L_{int}}{d_{f1}} \quad (9)$$

$$\beta = \frac{K_{f2} w_2 L_{int}}{d_{f2}} \quad (10)$$

式中: K_a^{NNCs} 为等效渗透率, m^2 ;m为基质;f为裂缝; K_m 为基质渗透率, m^2 ; α 、 β 为渗流传输系数; d_a^{NNCs} 为非相邻连接的特征距离, $1/m^2$; A_a^{NNCs} 为非相邻连接的渗流面积, m^2 ; w 为裂缝宽度,m; L_f 为裂缝长度,m; d_f 为裂缝段中心至交叉线法向距离的统计均值,m; K_{f1} 、 K_{f2} 为交叉裂缝对的渗透率参数, m^2 ; w_1 、 w_2 为交叉裂缝对的裂缝宽度,m; L_{int} 为交叉裂缝的交线长度及其在相邻网格单元内的投影长度,m; d_{f1} 、 d_{f2} 分别为Ⅱ类非相邻连接裂缝段中心至交叉线法向距离的统计均值,m。

将裂缝作为低维单元嵌入基质网格系统,初始EDFM裂缝网格单元标记为“未激活”状态,其渗透率和孔隙度与基质的保持一致。考虑油气水多相流动,通过达西定律与质量守恒方程求解基质及裂缝内的压力分布,裂缝单元表面满足应力平衡方程,基于DDM计算裂缝单元法向位移量 D_n ,并推导张开应力强度因子。若 $K_I \geq K_{IC}$,判定该EDFM裂缝网格单元激活,裂缝沿最大周向应力方向扩展,激活的裂缝单元按裂缝开度计算渗透率;若 $K_I < K_{IC}$,判定该EDFM裂缝网格单元未激活,未激活单元则保持基质属性。

2.2 多组分渗流数学模型构建

模型的构建遵循以下基本假设:①储层流体由油相、气相及水相构成,包含 N 种烃类组分(仅分布

于油、气两相),第 N 组分定义为CO₂;②储层介质为基质-裂缝结构,基质与裂缝内渗流均满足达西定律;③系统维持恒温条件,流体运移过程中始终满足热力学平衡条件;④流体与储层岩石均考虑微可压缩特性;⑤模型边界设定为封闭地层条件,忽略毛细管力及重力效应影响。

CO₂驱替实验研究了不同高压注入与焖井时间的条件下,CO₂对孔隙中原油的动用情况,并量化分析了CO₂的动用效率,得到注入和焖井阶段对基质中孔隙原油动用效率的拟合式为:

$$\begin{cases} R_z = 0.260 \ln P - 0.486 \\ R_m = 0.058 3 \ln t_{cum} + 0.148 7 \end{cases} \quad (11)$$

式中: R_z 为注入阶段的置换效率,依据此前CO₂驱替动用孔隙原油实验中对注入压力研究的实验拟合函数; P 为孔隙压力,MPa; R_m 为焖井阶段的置换效率,依据此前CO₂驱替动用孔隙原油实验中对焖井时间研究的实验拟合函数; t_{cum} 为累计焖井时间,s。

为在模型中体现CO₂前置压裂动用孔隙原油效率,在基质与裂缝之间增加额外窜流项 γ_{mf} :

$$\begin{cases} \gamma_{mf} = \frac{\partial}{\partial t} (c_z \phi S_o R_z) & t < H_1 \\ \gamma_{mf} = \frac{\partial}{\partial t} (c_m \phi S_o R_m) & H_1 \leq t \leq H_2 \end{cases} \quad (12)$$

式中: γ_{mf} 为基质与裂缝之间的额外窜流项; t 为模拟时间,s; c_z 为注入阶段修正系数,取值为0.007 15; ϕ 为孔隙度; S_o 为含油饱和度,%; c_m 为焖井阶段修正系数,取值为0.097 5; H_1 为CO₂注入结束时间,s; H_2 为焖井结束时间,d。

将式(11)代入渗流数学方程中,可以得到完整的渗流数学方程:

$$\nabla \cdot \left(\frac{\rho_w K_m K_{rw,m}}{\mu_w} \nabla P_{w,m} \right) - q_{w,mf} = \frac{\partial}{\partial t} (\phi_m \rho_w S_{w,m}) \quad (13)$$

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \left(\frac{C_{io,m} \rho_o K_m K_{ro,m}}{\mu_o} \nabla P_{o,m} + \frac{C_{ig,m} \rho_g K_m K_{rg,m}}{\mu_g} \nabla P_{g,m} + \right. \\ \left. \phi_m \rho_o S_{o,m} D \nabla C_{io,m} \right) - q_{io,mf} - q_{ig,mf} = \\ \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi_m (C_{io,m} \rho_o S_{o,m} + C_{ig,m} \rho_g S_{g,m}) + C_{io,m} \gamma_{mf} + C_{ig,m} \gamma_{mf} \right] \end{aligned} \quad (14)$$

$$\nabla \cdot \left(\frac{\rho_w K_j K_{rw,f}}{\mu_w} \nabla P_{w,f} \right) + q_{w,mf} - q_{w,well} = \frac{\partial}{\partial t} (\phi_f \rho_w S_{w,f}) \quad (15)$$

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \left(\frac{C_{io,f} \rho_o K_j K_{ro,f}}{\mu_o} \nabla P_{o,f} + \frac{C_{ig,f} \rho_g K_j K_{rg,f}}{\mu_g} \nabla P_{g,f} \right) + \\ q_{io,mf} + q_{ig,mf} - q_{io,well} - q_{ig,well} = \end{aligned} \quad (16)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\phi_f (C_{io,f} \rho_o S_{o,f} + C_{ig,f} \rho_g S_{g,f}) - C_{io,m} \gamma_{mf} - C_{ig,m} \gamma_{mf} \right]$$

式中： ρ_w 为水相密度， kg/m^3 ； $K_{rw,m}$ 为基质中水相相对渗透率； μ_w 为水相黏度， $\text{Pa}\cdot\text{s}$ ； $P_{w,m}$ 为基质中水相压力， Pa ； $q_{w,mf}$ 为基质与裂缝间水相窜流项； ϕ_m 为基质孔隙度； $S_{w,m}$ 为基质中水相饱和度； $C_{i,m}$ 为第*i*组分在基质油相中的摩尔分数，%； ρ_o 为油相密度， kg/m^3 ； $K_{ro,m}$ 为基质中油相相对渗透率； μ_o 为油相黏度， $\text{Pa}\cdot\text{s}$ ； $P_{o,m}$ 为基质中油相压力， Pa ； $C_{i,g,m}$ 为第*i*组分在基质气相中的摩尔分数，%； ρ_g 为气体密度， kg/m^3 ； $K_{rg,m}$ 为基质中气相相对渗透率； μ_g 为气相黏度， $\text{Pa}\cdot\text{s}$ ； $P_{g,m}$ 为基质中气相压力， Pa ； $S_{o,m}$ 为基质中油相饱和度； D 为 CO_2 的有效扩散系数，本模型仅考虑 CO_2 向原油中的扩散， m^2/s ； $q_{io,mf}$ 为基质与裂缝间油相窜流项； $q_{ig,mf}$ 为基质与裂缝间气相窜流项； $S_{g,m}$ 为基质中气相饱和度，%； K_j 为绝对渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； $K_{rw,f}$ 为裂缝中水相相对渗透率； $P_{w,f}$ 为裂缝中水相压力， Pa ； $q_{w,well}$ 为井与裂缝间水相窜流项； $S_{w,f}$ 为裂缝中水相饱和度，%； $C_{i,o,f}$ 为裂缝油相压缩系数； $K_{ro,f}$ 为裂缝中油相相对渗透率； $P_{o,f}$ 为裂缝中油相压力， Pa ； $C_{i,g,f}$ 为裂缝气相压缩系数； $K_{rg,f}$ 为裂缝中气相相对渗透率； $P_{g,f}$ 为裂缝中气相压力， Pa ； $q_{io,well}$ 为井与裂缝间油相窜流项； $q_{ig,well}$ 为井与裂缝间气相窜流项； $S_{o,f}$ 为裂缝中油相饱和度，%； $S_{g,f}$ 为裂缝中气相饱和度，%。

其中，式(13)为基质中水相渗流方程，式(14)为基质中组分渗流方程，式(15)为裂缝中水相渗流方程，式(16)为裂缝中组分渗流方程。

计算多组分渗流模型时可以得到EDFM裂缝网格中的压力，以此作为位移不连续方程中裂缝单元中的缝内压力，达到方程耦合的目的，同时利用裂缝渗透率公式重新计算EDFM单元格渗透率，用来替代上一时刻已开启裂缝网格的渗透率，在此基础上迭代求解，其中位移不连续方程可以通过格林公式计算基本解，多组分渗流模型通过有限差分方法即可求解。

3 模型验证

为验证模型的准确性，以新疆M井区百口泉组W井的实际地质与储层参数为基础，利用自主编制的MATLAB程序构建了对应的地质模型。模型设置储层在*x*、*y*、*z*方向的尺寸分别为3 000、300和10 m，3个方向的网格尺寸依次为5、5和10 m。

W井实施 CO_2 前置压裂，其水平段长度为2 300 m，采用分段压裂的方式，平均段长度为75 m，

共30段，1段压裂3簇，簇间距为25 m。压裂施工采用连续注入的方式，其中单段 CO_2 注入量为120 t，而单段清水注入量为250 t， CO_2 注入排量为 $4 \text{ m}^3/\text{min}$ ，清水注入排量为 $6 \text{ m}^3/\text{min}$ 。开发层位为 T_1b_1 ，油藏属于正常压力、温度系统，压力系数为1.12，中部温度为 69°C 。根据孔渗分析资料， T_1b_1 储层孔隙度主要为5.9%~15.7%，平均为10.6%，中值为10.4%；渗透率主要为 $(0.04\sim 174)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为 $10.7\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，中值为 $5.5\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；其动态杨氏模量为28.6 GPa，动态泊松比为0.27，属于中等偏软地层，最小水平主应力为49 MPa，最大水平主应力为61 MPa，断裂韧性为 $1.37 \text{ MPa}\cdot\text{m}^{1/2}$ 。新疆M井区共压裂投产8口水平井，均分布于油层集中部位，平均油层厚度为8~14 m。

压裂完成后控制流压为18 MPa进行采油，采用商业数值模拟软件CMG构造一套地质模型并进行生产，对比各模型的运行结果与生产历史数据，从图4可以观察到，CMG模型与基础模型的产量变化趋势非常相近，表明基础模型的运算部分具有较高的可靠性，然而CMG模型与基础模型的产量均远大于历史产量，存在较大的误差。本文建立的模型的产量与历史产量趋势相近，说明可以较真实地模拟 CO_2 前置压裂及生产过程。

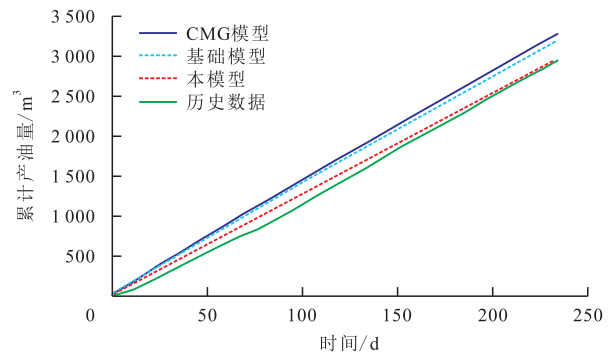


图4 模拟结果对比

Fig.4 Comparison of simulation results

4 参数分析

以新疆M井区L井基础数据为依据开展单因素分析。该井储层孔隙度为15.2%，渗透率为 $1.5\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，含油饱和度为64.7%，地层原油黏度为 $1.12 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ；储层温度为 69°C ，初始地层压力为32 MPa，岩石压缩系数为 8.5×10^{-5} ；岩石力学方面，杨氏模量为28.6 GPa，泊松比为0.29，断裂韧性为 $1.37 \text{ MPa}\cdot\text{m}^{1/2}$ ，最小与最大水平主应力分别为48和61 MPa。基于该地质模型，在模拟 CO_2 前置压裂过

程中,重点对 CO₂注入量、注入排量、焖井时间及簇间距等因素进行了单因素分析。

4.1 CO₂注入量

为厘清 CO₂注入量对压裂生产的影响,建立了包含2段6簇的小型地质模型进行模拟分析。模型中设定 CO₂注入量分别为 100、150、200、300、400 m³/段,注入排量为 4 m³/min,簇间距为 25 m,焖井时间为 5 d,系统考察不同 CO₂注入量条件下的生产响应特征。按照以上方案对小型地质模型进行压裂模拟,图5展示了不同 CO₂注入量下单缝内 CO₂含量的分布情况。随着 CO₂注入量增大,高 CO₂含量区域的覆盖范围扩大,颜色更深,表明 CO₂在裂缝内的分布更广泛、含量更高。由图6可知,1年累计产油量和裂缝半长都随 CO₂注入量的增加而上升。在 CO₂注入量增至约 200 m³/段前,1年累计产油量快速上升,而在 CO₂注入量增加至 200 m³/段后增速放缓,裂缝半长的变化趋势与之相似,建议 CO₂注入

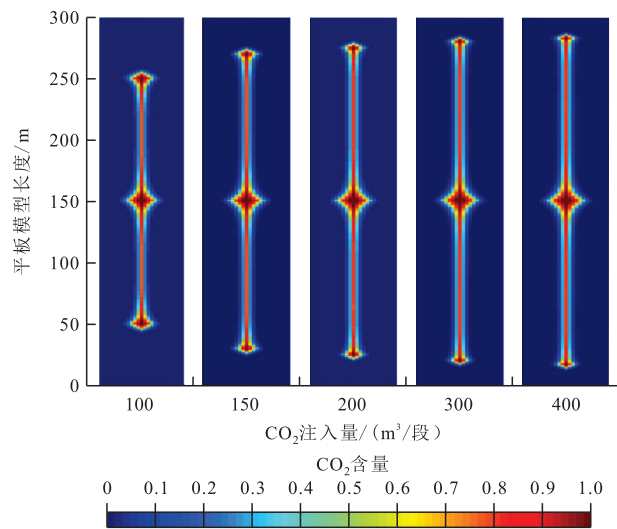


图5 不同 CO₂注入量下的单缝 CO₂含量
Fig.5 CO₂ content in a single fracture under different CO₂ injection volumes

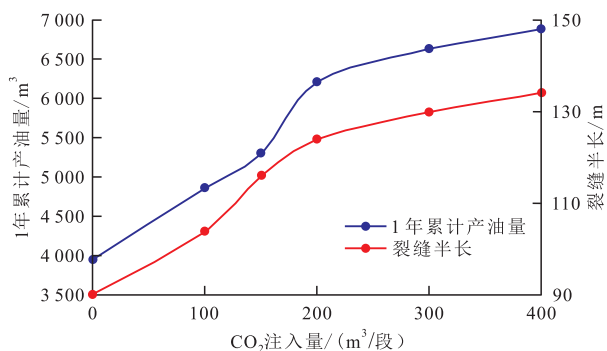


图6 不同 CO₂注入量下的压裂生产结果
Fig.6 Fracturing production results under different CO₂ injection volumes

量为 200~300 m³/段。理论上分析,注 CO₂波及区原油黏度下降从而改善流动性,而高压条件下 CO₂动用更多微小孔隙原油,同时 CO₂的增能保压作用避免地层压力掉落过快。

4.2 注入排量

控制 CO₂注入量为 200 m³/段,注入排量分别为 2、4、6、8、10 和 12 m³/min,其他参数不变,以此方案进行模拟压裂生产。图7展示了随着注入排量增大,高压情况下裂缝向远端扩展得更远,压力波及覆盖范围扩大;而低注入排量的情况下,裂缝较短且压力波及面积相对较小,裂缝周围压力较高。

分析图8发现,当 CO₂注入排量为 2~8 m³/min 时,1年累计产油量随注入排量增加而显著增加,在注入排量继续增大后,累计产油量上升趋势变缓。增能效果主要体现在注入前期,注入后期压力逐渐趋于平稳,压力上升幅度减小,应考虑现场施工可行性,尽量增大注入排量。推荐单段 CO₂注入排量为 8 m³/min 左右。

4.3 焖井时间

控制 CO₂注入量为 200 m³/段,注入排量为 8 m³/min,焖井时间分别为 5、10、20、30、40 和 50 d,其余参数不变,以不同焖井时间作为变量,记录各焖井时间的1年累计产油量。模拟结果(图9)表明,1年累计产油量与焖井时间呈显著正相关关系。具体表现为,当焖井时间逐步增长时,1年累计产油量也随之变大,且在焖井时间较短时,1年累计产油量的增加速度较快,而随着焖井时间达到 30 d 时,1年累计产油量的增加速度逐渐放缓。分析可能 CO₂降黏作用的实际覆盖区域小于压力传播范围,因此尚未扩散到的区域原油黏度会有所上升,渗流阻力不减反增,表现出1年累计产油量上升幅度放缓。建议焖井时间控制在 40 d 以内,此时压力传播与气体扩散的协同效应仍能维持正向产能增益。

4.4 簇间距

控制 CO₂注入量为 200 m³/段,注入排量为 8 m³/min,焖井时间为 40 d,簇间距分别为 5、10、15、20 和 25 m。将地质模型改为 1段3簇,由不同簇间距压裂后的地层压力分布(图10)可以看到,随着簇间距逐渐减小,缝间压力依次上升,压力能够轻易波及到全段裂缝改造区,而由于簇间距增大,注入总量保持不变,压力会有小幅下降。理论上分析,簇间距越大裂缝越长,CO₂则可以从裂缝中向远端基质扩散,动用远端基质中的原油,然而 CO₂扩散极慢,其作用区域面积十分有限,增产主要体现在增

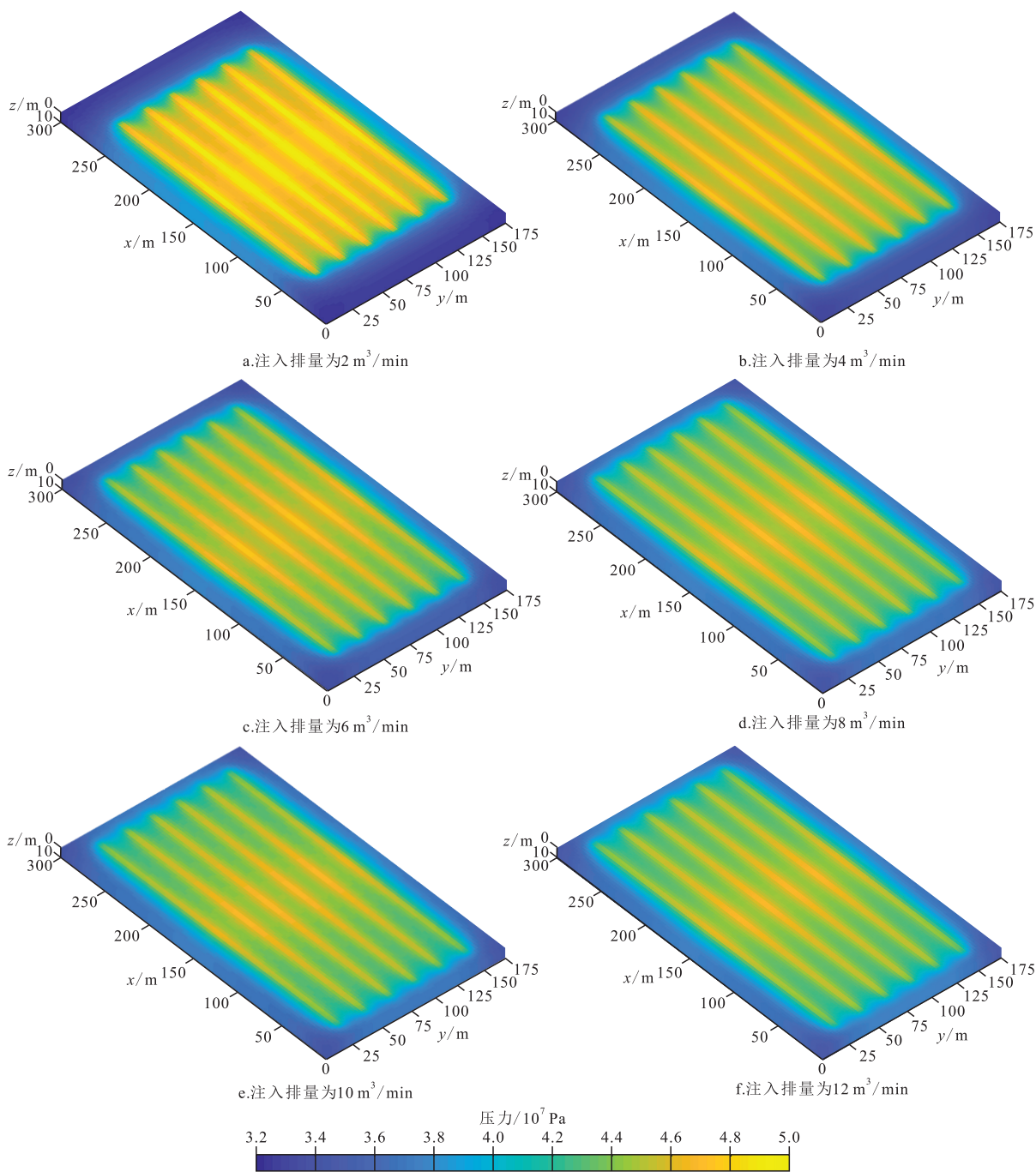


图7 不同注入排量影响下的压力分布

Fig.7 Pressure distribution under influence of different injection rates

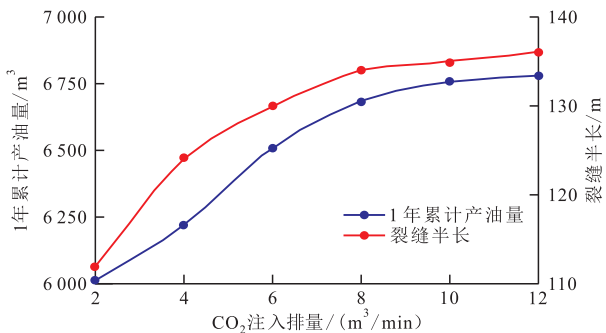


图8 不同注入排量影响下的压裂生产结果

Fig.8 Fracturing production results under influence of different injection rates

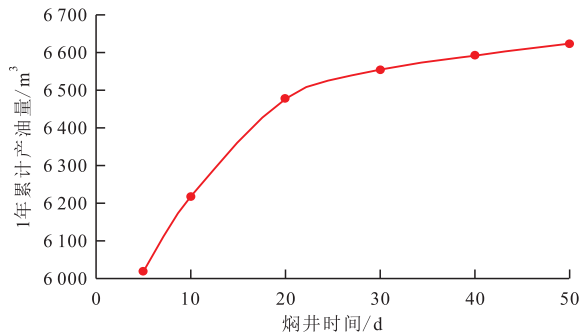


图9 不同焖井时间影响下的压裂生产结果

Fig.9 Fracturing production results under influence of different shut-in durations

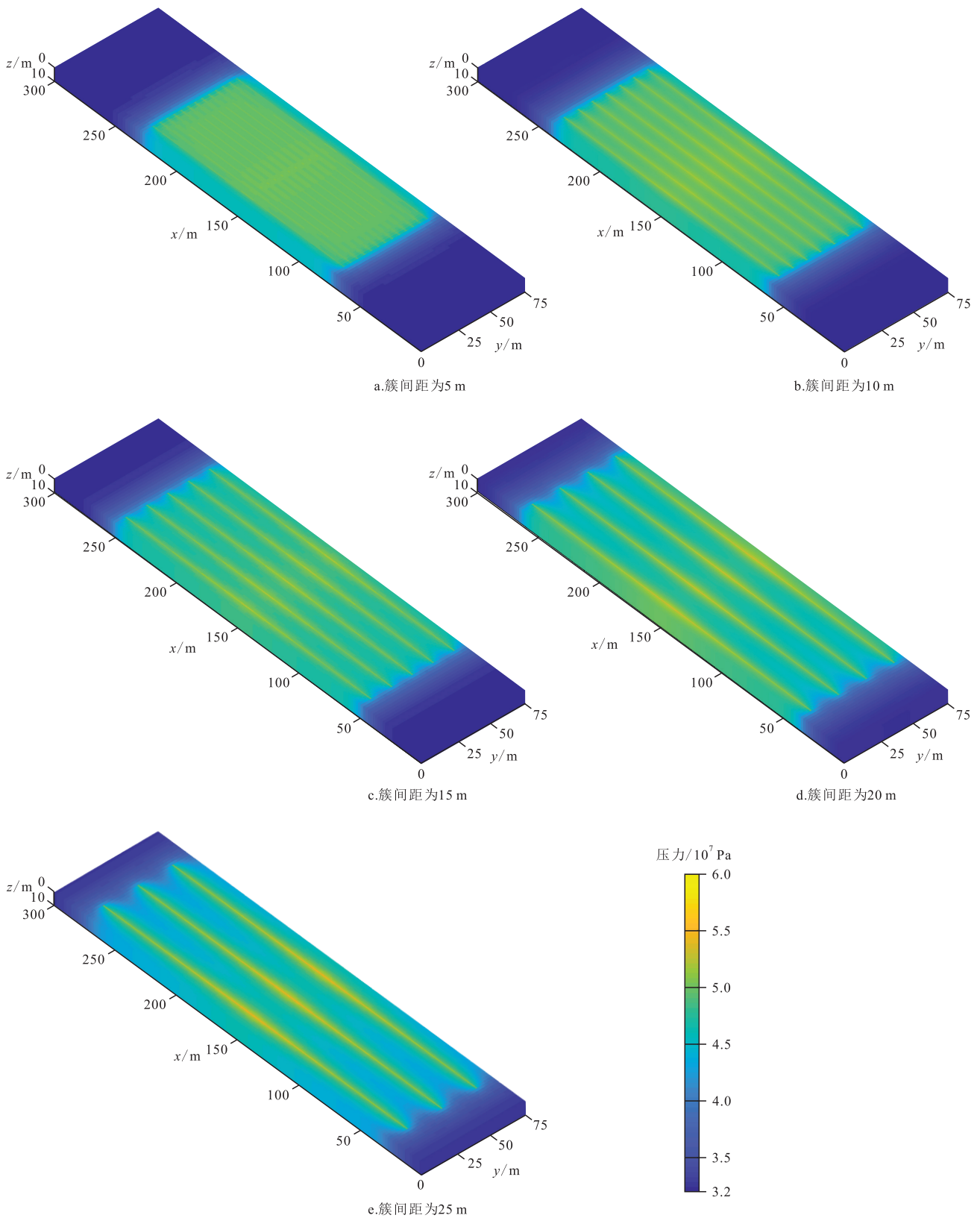


图10 不同簇间距压裂后的地层压力分布

Fig.10 Formation pressure distribution after fracturing with different cluster spacings

能作用;相反适当减小簇间距,不但可以对储层实现密切割,改造出更多的高渗透通道,还能使CO₂波及区域面积更大,对裂缝附近实现有效降黏。

模拟不同簇间距下的单井生产,图11展示了

1年累计产油量以及裂缝半长的变化趋势。随着簇间距的增大,裂缝半长随之变长,可以看到裂缝半长由78 m延长至124 m,然而1年累计产油量以簇间距15 m为拐点先上升后下降,在簇间距为15 m处

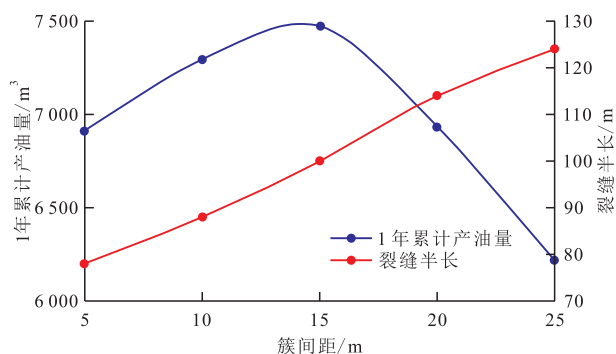


图11 不同簇间距影响下的压裂生产结果

Fig.11 Fracturing production results under influence of different cluster spacings

1年累计产油量达7 469 m³,建议簇间距控制在15~20 m。

5 结论

(1)应用位移不连续方程表征裂缝位移突变特征,结合应力强度因子评估裂缝尖端稳定性。同时,引入嵌入式离散裂缝模型,通过渗流计算显式获取缝内压力场,将其反馈至位移不连续方程作为边界条件,构建裂缝-渗流全耦合迭代算法,该模型能够有效反映CO₂前置压裂中的压裂与生产过程,具有可靠性。

(2)CO₂吞吐动用孔隙原油实验结果表明,提升注入压力显著增强了CO₂对微小孔隙中原油的驱替能力,同时注入压力越大,孔隙动用下限越低。在焖井阶段初期,CO₂优先渗入砂砾岩宏观孔喉结构实现初步驱替,随后通过分子扩散机制逐步渗透至微小孔隙网络,形成多尺度渗流通道。

(3)参数模拟优化结果表明:CO₂注入量为200~300 m³/段,注入排量为8 m³/min,簇间距为15~20 m,焖井时间不宜超过40 d。

参考文献

[1] 王林生,梁利喜,覃建华,等.玛湖砾岩油藏水平井压裂井间窜扰特征与机制分析[J].油气地质与采收率,2023,30(6):129-137.
WANG Linsheng, LIANG Lixi, QIN Jianhua, et al. Characteristics and mechanism of inter-well interference in horizontal well fracturing in Mahu conglomerate reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(6): 129-137.

[2] 杨术刚,蔡明玉,张坤峰,等.CO₂-水-岩相互作用对CO₂地质封存体物性影响研究进展及展望[J].油气地质与采收率,2023,30(6):80-91.
YANG Shugang, CAI Mingyu, ZHANG Kunfeng, et al.

Research progress and prospect of CO₂-water-rock interaction on petrophysical properties of CO₂ geological sequestration [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(6): 80-91.

- [3] 孙虎,苏伟东,王军闯,等.非常规油气藏二氧化碳压裂技术进展及展望[J].钻采工艺,2024,47(6):102-109.
SUN Hu, SU Weidong, WANG Junchuang, et al. Progress and prospects of carbon dioxide fracturing technology for unconventional oil and gas reservoirs [J]. Drilling & Production Technology, 2024, 47(6): 102-109.
- [4] 谭新,罗大清,宋欣和.考虑驱油与碳减排双重效益的CCUS-EOR经济性与发展模式分析与探讨[J].油气地质与采收率,2024,31(2):70-78.
TAN Xin, LUO Daqing, SONG Xinhe. Analysis and discussion of CCUS-EOR economy and development model considering benefits of oil displacement and carbon reduction [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(2): 70-78.
- [5] 李蕾,郑自刚,杨承伟,等.超低渗油藏超临界CO₂驱油特征及原油动用能力[J].科学技术与工程,2021,21(29):12551-12558.
LI Lei, ZHENG Zigang, YANG Chengwei, et al. Displacement characteristics and capacity of supercritical CO₂ flooding in ultra-low permeability reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(29): 12551-12558.
- [6] 李斌会,邓森,张江,等.古龙页岩油高温高压注CO₂驱动用效果[J].大庆石油地质与开发,2024,43(1):42-51.
LI Binhui, DENG Sen, ZHANG Jiang, et al. Producing effect of CO₂ displacement injection at high temperature and high pressure for Gulong shale oil [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(1): 42-51.
- [7] 柴晓龙,田冷,王嘉新,等.CO₂在水-原油体系中的分子扩散规律及仿真模拟[J].石油科学通报,2022,7(4):555-563.
CHAI Xiaolong, TIAN Leng, WANG Jiaxin, et al. Molecular diffusion of CO₂ in water-crude oil system and its simulation [J]. Petroleum Science Bulletin, 2022, 7(4): 555-563.
- [8] 李宾飞,郑磊,柏浩,等.裂缝性致密油藏CO₂吞吐开采孔隙原油动用特征[J].中国石油大学学报:自然科学版,2023,47(4):119-127.
LI Binfei, ZHENG Lei, BAI Hao, et al. Pore scale crude oil production characteristics during CO₂ huff and puff in fractured tight reservoirs [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2023, 47(4): 119-127.
- [9] 张瑞,贾焱,黄熙,等.页岩纳纳孔隙流体分布及CO₂吞吐动用特征[J].西安石油大学学报:自然科学版,2024,39(5):10-18.
ZHANG Rui, JIA Yan, HUANG Xi, et al. Distribution of fluid in micro-nano pores of shale and moving characteristics of it in CO₂ huff puff production [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2024, 39(5): 10-18.
- [10] 蒋丽丽,田冷,陈掌星,等.超临界CO₂作用下页岩微观孔隙结构与多尺度分形特征——以鄂尔多斯盆地延长组73亚段为例[J].天然气地球科学,2025,36(3):533-553.
JIANG Lili, TIAN Leng, CHEN Zhangxing, et al. Research on

- the micro-pore structure and multiscale fractal characteristics of shale under supercritical CO₂ action: a case study of the Chang 73 sub-member in the Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2025, 36(3): 533-553.
- [11] 邓宝康,李军建,高银山,等.鄂尔多斯盆地致密油藏注CO₂吞吐微观剩余油分布特征[J].大庆石油地质与开发,2020,39(6):119-125.
DENG Baokang, LI Junjian, GAO Yinshan, et al. Microscopic remained oil distribution characteristics of CO₂ huff and puff in the tight oil reservoir in Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(6): 119-125.
- [12] 周大伟,张广清.超临界CO₂压裂诱导裂缝机理研究综述[J].石油科学通报,2020,5(2):239-253.
ZHOU Dawei, ZHANG Guangqing. A review of mechanisms of induced fractures in SC-CO₂ fracturing [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2020, 5(2): 239-253.
- [13] 余前港,荣双,毛国扬,等.阳春沟区块页岩气超临界CO₂增能压裂研究与应用[J].石油与天然气化工,2024,53(5):77-83.
YU Qiangang, RONG Shuang, MAO Guoyang, et al. Research and application of supercritical CO₂ energized fracturing for shale gas in Yangchungou block [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2024, 53(5): 77-83.
- [14] VERDON J P, KENDALL J M, MAXWELL S C. A comparison of passive seismic monitoring of fracture stimulation from water and CO₂ injection [J]. *Geophysics*, 2010, 75(3): MA1-MA7.
- [15] HE Z, TIAN S, LI G, et al. The pressurization effect of jet fracturing using supercritical carbon dioxide [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 27: 842-851.
- [16] 文虎,李珍宝,王振平,等.煤层注液态CO₂压裂增透过程及裂隙扩展特征试验[J].煤炭学报,2016,41(11):2793-2799.
WEN Hu, LI Zhenbao, WANG Zhenping, et al. Experiment on the liquid CO₂ fracturing process for increasing permeability and the characteristics of crack propagation in coal seam [J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(11): 2793-2799.
- [17] 卢义玉,廖引,汤积仁,等.页岩超临界CO₂压裂起裂压力与裂缝形态试验研究[J].煤炭学报,2018,43(1):175-180.
LU Yiyu, LIAO Yin, TANG Jiren, et al. Experimental study on fracture initiation pressure and morphology in shale using supercritical CO₂ fracturing [J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(1): 175-180.
- [18] 丁勇,马新星,叶亮,等.CO₂破岩机理及压裂工艺技术研究[J].岩性油气藏,2018,30(6):151-159.
DING Yong, MA Xinxing, YE Liang, et al. Rock breaking mechanism of CO₂ and fracturing technology [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2018, 30(6): 151-159.
- [19] 李保振,李相方,SEPEHRNOORI K,等.低渗油藏CO₂驱中注采方式优化设计[J].西南石油大学学报:自然科学版,2010,32(2):101-107,203.
LI Baozhen, LI Xiangfang, SEPEHRNOORI K, et al. Optimization of the injection and production schemes during CO₂ flooding for tight reservoir [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Natural Science Edition*, 2010, 32(2): 101-107, 203.
- [20] CUI M, DING Y, YANG Z, et al. Numerical simulation study on CO₂ flooding in ultra-low permeability reservoirs [C]. Haikou: Proceedings of the 2nd International Conference on Challenges in Environmental Science and Computer Engineering (CESCE), 2011.
- [21] 吴忠宝,甘俊奇,曾倩.低渗透油藏二氧化碳混相驱油机理数值模拟[J].油气地质与采收率,2012,19(3):67-70,115.
WU Zhongbao, GAN Junqi, ZENG Qian. Numerical simulation of CO₂ miscible flooding mechanisms in low-permeability reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(3): 67-70, 115.
- [22] 廉黎明,秦积舜,杨思玉,等.二氧化碳驱数学模型研究进展及发展方向[J].油气地质与采收率,2013,20(2):77-82,116.
LIAN Liming, QIN Jishun, YANG Siyu. Research progress and development directions of mathematical models in CO₂ flooding [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(2): 77-82, 116.
- [23] 鲁明晶,钱钦,钟安海,等.页岩油储层CO₂前置蓄能对压裂液返排效率影响规律[J].科学技术与工程,2024,24(30):12962-12970.
LU Mingjing, QIAN Qin, ZHONG Anhai, et al. Influence of energy storage of CO₂ pre-pad on flowback efficiency of fracturing fluid in shale oil reservoirs [J]. *Science Technology and Engineering*, 2024, 24(30): 12962-12970.
- [24] 孙晓,罗攀,汤积仁,等.前置CO₂混合压裂裂缝扩展与波及范围数值模拟研究[J].非常规油气,2024,11(6):52-57.
SUN Xiao, LUO Pan, TANG Jiren, et al. Numerical simulation study on fracture propagation and ripple range of pre-CO₂ hybrid fracturing [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2024, 11(6): 52-57.
- [25] 侯静.致密油水平井多簇裂缝扩展数值模拟研究[J].油气地质与采收率,2024,31(3):137-146.
HOU Jing. Numerical simulation studies on multi-cluster fracture propagation in tight-oil horizontal wells [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2024, 31(3): 137-146.
- [26] 宋平,崔晨光,张记刚,等.玛湖凹陷上乌尔禾组强敏感油藏CO₂同步吞吐试验[J].新疆石油地质,2024,45(3):355-361.
SONG Ping, CUI Chenguang, ZHANG Jigang, et al. Simultaneous CO₂ huff-n-puff test in highly sensitive reservoirs in upper Wuerhe formation, Mahu sag [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2024, 45(3): 355-361.
- [27] 石彦,谢俊辉,郭小婷,等.新疆油田中深层稠油CO₂驱/吞吐实验研究[J].油气藏评价与开发,2024,14(1):76-82.
SHI Yan, XIE Junhui, GUO Xiaoting, et al. Experimental study on CO₂ flooding/huff and puff of medium-deep heavy oil in Xinjiang Oilfield [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(1): 76-82.
- [28] 田鸿照,苑秀发,李云云,等.基于地质工程一体化的CO₂泡沫压裂优化设计与实践:以苏里格气田苏X区块为例[J].中国石油勘探,2023,28(5):126-134.
TIAN Hongzhao, YUAN Xiufa, LI Yunyun, et al. Optimization design and practice of CO₂ foam fracturing with geology and

- engineering integration: a case study of Su X block in Sulige Gasfield [J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28 (5): 126-134.
- [29] 黄天杰, 许建国, 吴俊, 等. 吉林油田致密油藏不同CO₂注入方式驱替效果实验[J]. *断块油气田*, 2024, 31(4): 740-745.
HUANG Tianjie, XU Jianguo, WU Jun, et al. Experiments on the flooding efficiency of different CO₂ injection techniques in tight oil reservoirs of Jilin Oilfield [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2024, 31(4): 740-745.
- [30] 丁琳, 傅筱涵, 李晓艳, 等. 珠江口盆地深层低渗储层成岩相及可压裂性分析——以惠州-陆丰地区文昌组为例[J]. *中国海上油气*, 2025, 37(1): 26-38.
DING Lin, FU Xiaohan, LI Xiaoyan, et al. Diagenetic facies and fracturability analysis of deeply buried low-permeability reservoirs in Pearl River Mouth Basin: a case study of Wenchang Formation in Huizhou-Lufeng area [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2025, 37(1): 26-38.
- [31] 罗攀, 孙晓, 贺沛, 等. CO₂与清水的压裂特征对比[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 42(4): 90-98.
LUO Pan, SUN Xiao, HE Pei, et al. Fracturing characteristics comparison of CO₂ and fresh water [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(4): 90-98.
- [32] 宋保建, 李景全, 孙宜丽, 等. 致密油藏CO₂吞吐参数优化数值模拟研究[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(4): 113-121.
SONG Baojian, LI Jingquan, SUN Yili, et al. Numerical simulation study on parameters optimization of CO₂ huff-n-puff in tight reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(4): 113-121.
- [33] 郭红强, 杜敏, 姚健, 等. 延长低渗透油藏CO₂驱油参数优化数值模拟研究[J]. *非常规油气*, 2024, 11(1): 78-84.
GUO Hongqiang, DU Min, YAO Jian, et al. Numerical simulation study on optimization of CO₂ flooding parameters in Yanchang low permeability reservoir [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2024, 11(1): 78-84.
- [34] CHENG Y. Boundary element analysis of the stress distribution around multiple fractures: implications for the spacing of perforation clusters of hydraulically fractured horizontal wells [C]. Charleston, West Virginia, USA: Proceedings of the SPE Eastern Regional Meeting. SPE-125769-MS, 2009.
- [35] WU K, OLSON J E. Investigation of critical in situ and injection factors in multi-frac treatments: guidelines for controlling fracture complexity [C]. The Woodlands, Texas, USA: Proceedings of the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2013.
- [36] 王倩. 基于边界元法的裂缝扩展预测模型 [D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2023.
WANG Qian. A prediction model of hydraulic fracture propagation by use of boundary element method [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2023.
- [37] 田冷, 肖聪, 刘明进, 等. 考虑应力干扰的页岩储层裂缝穿透准则[J]. *科技导报*, 2016, 34(2): 167-172.
TIAN Leng, XIAO Cong, LIU Mingjin, et al. A crossing criterion of hydraulic fracture in shale gas reservoir with consideration of stress interference [J]. *Science & Technology Review*, 2016, 34(2): 167-172.
- [38] SEPEHRNOORI K, XU Y, YU W. Embedded discrete fracture modeling and application in reservoir simulation [M]. San Diego: Elsevier, 2020.

编辑 刘北羿