



中国科学引文数据库 (CSCD) 来源期刊
全国中文核心期刊
美国《化学文摘》(CA) 收录期刊
俄罗斯《文摘杂志》(AJ) 收录期刊
EBSCO学术数据库收录期刊 (美)
AAPG协会期刊出版平台收录期刊 (美)
中国科技论文统计源期刊
RCCSE中国核心学术期刊

东营凹陷陆相页岩油CO₂增能压裂裂缝形态研究

钱钦 鲁明晶 钟安海

Study on Fracture Morphology of CO₂ Energized Fracturing of Continental Shale Oil in Dongying Sag

QIAN Qin, LU Mingjing, ZHONG Anhai

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2023082>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

东营凹陷陆相页岩油强化缝网改造生产制度优化研究

Production System Optimization for Enhanced Fracture Network Stimulation in Continental Shale Oil Reservoirs in the Dongying Sag
石油钻探技术. 2021, 49(4): 71–77 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021074>

页岩油藏裂缝网络多相渗流数值模拟研究

Numerical Simulation of Multiphase Flow in Fracture Networks in Shale Oil Reservoir
石油钻探技术. 2021, 49(5): 94–100 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021090>

东营凹陷页岩油储层层间干扰及裂缝扩展规律研究

Research on Interlayer Interference and the Fracture Propagation Law of Shale Oil Reservoirs in the Dongying Sag
石油钻探技术. 2021, 49(4): 130–138 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021094>

页岩油水平井压裂渗吸驱油数值模拟研究

Numerical Simulation of Oil Displacement by Fracturing Imbibition in Horizontal Shale Oil Wells
石油钻探技术. 2021, 49(4): 143–149 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021083>

页岩气藏压裂动用程度及气体流动模拟研究

Study of a Simulation of Degree of Fracturing Production and Resulting Gas Flow in Shale Gas Reservoirs
石油钻探技术. 2018, 46(4): 96–103 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018058>

大港油田陆相页岩油滑溜水连续加砂压裂技术

Continuous Sand Fracturing Technology with Slick Water for Continental Shale Oil in the Dagang Oilfield
石油钻探技术. 2021, 49(4): 118–124 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021021>



扫码关注公众号，获取更多信息！

doi:10.11911/syztjs.2023082

引用格式：钱钦，鲁明晶，钟安海. 东营凹陷陆相页岩油 CO_2 增能压裂裂缝形态研究 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(5): 42-48.

QIAN Qin, LU Mingjing, ZHONG Anhai. Study on fracture morphology of CO_2 energized fracturing of continental shale oil in Dongying Sag [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(5): 42-48.

东营凹陷陆相页岩油 CO_2 增能压裂裂缝形态研究

钱 钦¹, 鲁明晶^{1,2}, 钟安海¹

(1. 中国石化胜利油田分公司石油工程技术研究院, 山东东营 257000; 2. 中国石化胜利油田分公司博士后科研工作站, 山东东营 257000)

摘要： CO_2 增能压裂改造效果与生产效果评价受压裂裂缝分布的影响。为明确东营凹陷陆相页岩油 CO_2 压裂造缝机理, 通过试验确定了 CO_2 浸泡下岩体破裂压力、天然裂缝剪切/张开应力和地应力随时间的变化; 在此基础上, 考虑 CO_2 浸泡下的岩石应力参数, 采用 Pen-Robinson 方程刻画 CO_2 物性参数变化, 结合试验和数模方法, 形成了基于节点连接方法的 CO_2 增能压裂裂缝扩展模拟方法, 并对东营凹陷某油井进行了实例分析。研究结果表明, CO_2 比例对分支缝密度的影响较大, 当 CO_2 比例由 0.1 增加至 0.3 时, 分支缝密度增加 117%; 应力差主要影响缝长及分支缝密度, 水平应力差由 5 MPa 增至 30 MPa 时, 缝长增加了 52%, 分支缝密度下降了 13.85%。裂缝形态模拟结果与实际监测结果具有较好的一致性, 研究结果可以为陆相页岩油压裂方案的制定提供理论参考。

关键词: 陆相页岩油; 超临界 CO_2 ; 增能压裂; 应力变化; 裂缝形态; 数值模拟; 东营凹陷

中图分类号: TE319

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2023)05-0042-07

Study on Fracture Morphology of CO_2 Energized Fracturing of Continental Shale Oil in Dongying Sag

QIAN Qin¹, LU Mingjing^{1,2}, ZHONG Anhai¹

(1. Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong, 257000, China;
2. Postdoctoral Scientific Research Working Station, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong, 257000, China)

Abstract: In the process of CO_2 energized fracturing, the evaluation of fracturing stimulation effect and production effect is affected by fracture distribution. In order to clarify the fracture mechanism of CO_2 fracturing of continental shale oil in Dongying Sag, the changes in rock mass fracture pressure, natural fracture shear/opening stress, and in-situ stress with time under CO_2 immersion were determined by experiments. On this basis, by considering the rock stress parameters under CO_2 immersion, the Pen-Robinson equation was used to describe the change of CO_2 physical property parameters. In addition, combined with experimental and numerical methods, a simulation method for fracture propagation by CO_2 energized fracturing based on node connection method was developed, and an example analysis of an oil well in Dongying Sag was carried out. The results show that the CO_2 ratio has a great influence on the induced fracture density. When the CO_2 ratio increased from 0.1 to 0.3, the induced fracture density increased by 117%. The stress difference mainly affects the fracture length and induced fracture density. When the horizontal stress difference increased from 5 MPa to 30 MPa, the fracture network length increased by 52%, and the induced fracture density decreased by 13.85%. The simulation results of fracture morphology are in good agreement with the actual monitoring. This study can provide a theoretical reference for the formulation of continental shale oil fracturing schemes.

Key words: continental shale oil; supercritical CO_2 ; energized fracturing; stress change; fracture morphology; numerical simulation; Dongying Sag

收稿日期: 2023-05-30; 改回日期: 2023-08-22。

作者简介: 钱钦 (1969—), 男, 江苏南通人, 1990 年毕业于江汉石油学院采油工程专业, 2010 年获中科院广州地球化学研究所构造地质学专业博士学位, 正高级工程师, 主要从事采油工程方面的研究。E-mail: qianqin.slyt@sinopec.com。

基金项目: 山东省自然科学基金项目“页岩油藏增能压裂裂缝扩展及压裂优化设计研究”(编号: ZR2021QE260) 和中国博士后自然科学基金项目“页岩油藏增能压裂裂缝扩展机制及缝网表征研究”(编号: 2021M702304) 联合资助。

页岩油气储层致密, 能量保持难、流动阻力大, 大规模压裂改造是其高效开发的主要技术手段^[1-5]。东营凹陷陆相页岩油资源量丰富, 亟需采用新技术实现高效开发^[6-7]。超临界 CO_2 具有低黏度、高渗透、低表面张力的物理特性, 被认为是非常规储层改造新方法之一^[8-10]。然而, 超临界 CO_2 压裂的相态和物理性质复杂, 造缝机理尚不清楚, 学者们多采用试验和数值模拟方法开展相关研究^[11-15]。试验表明, CO_2 可降低破裂压力^[16], 超临界 CO_2 压裂形成的裂缝表面相对于滑溜水压裂产生的裂缝表面更为粗糙^[17], 使用超临界 CO_2 在降低岩石破裂压力和造缝方面具有很大的优势^[18]。目前, 相关研究多针对 CO_2 低黏度特性对压裂的影响, 对 CO_2 对岩石物性影响的关注较少。此外, CO_2 压裂裂缝形态复杂, 传统方法模拟裂缝多为单缝结构, 采用现的数值模拟手段难以精确刻画前置 CO_2 压裂缝网^[19-21]。

赵辉等人^[22-24] 提出了基于闪电模拟的油藏压裂模型, 可以很好地表征裂缝复杂性, 但仅适用于水力压裂, 未考虑压裂过程中 CO_2 对裂缝扩展形态的影响。借鉴该方法, 笔者考虑 CO_2 的相态变化特征及 CO_2 对岩石性质的影响, 结合物理试验和数值模拟, 提出了基于节点连接方法(NCM)的 CO_2 增能压裂裂缝扩展模拟模型, 在此基础上进一步讨论了前置 CO_2 比例、地质参数、物性参数及压裂施工参数对裂缝形态的影响, 并在东营凹陷陆相页岩油 X 井开展分析应用。

1 CO_2 增能压裂裂缝扩展模拟模型

1.1 CO_2 岩石压裂起裂压力与应力变化表征

为准确表征胜利油田东营凹陷陆相页岩经过 CO_2 浸泡后的岩石力学与破裂特征, 选取 2 口典型井 12 块岩样, 利用岩石力学仪测试其不同 CO_2 浸泡时间下和不同围压下的强度、弹性模量、泊松比、内聚力等岩石力学参数, 结合破裂压力剪切压力等计算公式, 发现东营凹陷陆相页岩油岩体破裂压力、天然裂缝剪切及张开应力和地应力随 CO_2 浸泡时间增长呈现线性降低的趋势(见图 1)。

1.2 CO_2 物性参数变化表征

前置 CO_2 注入过程中, 随着温度和压力条件变化, CO_2 的密度和黏度均会发生显著变化, 影响压裂裂缝扩展。采用 Pen-Robinson 方程刻画 CO_2 密度变化, 其状态方程可表示为^[25]:

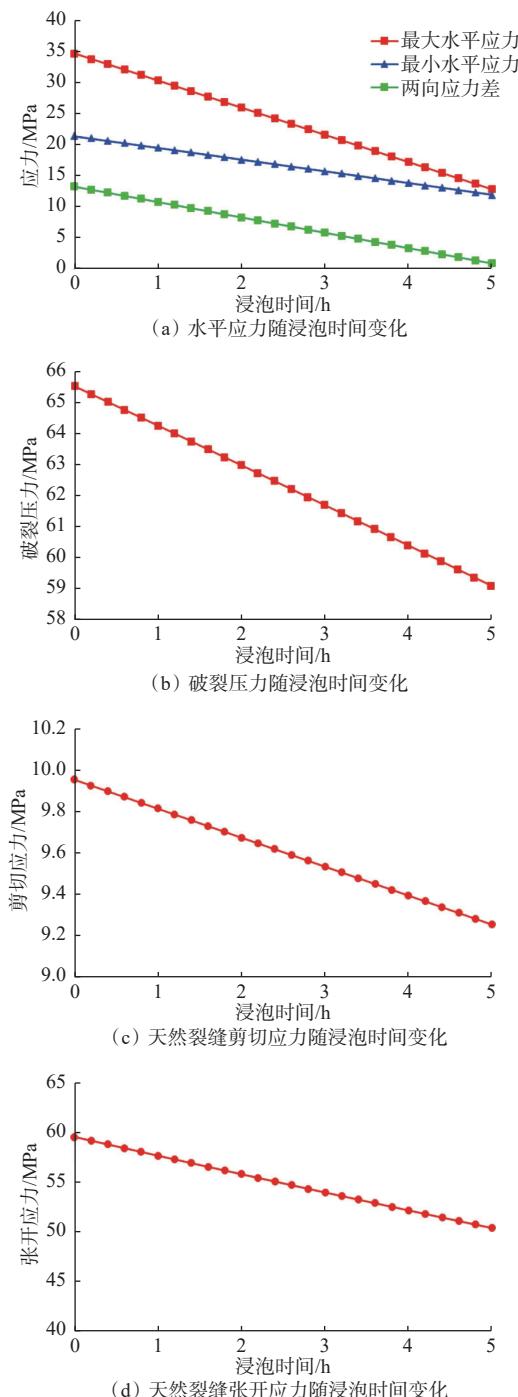


图 1 页岩破裂压力与应力随 CO_2 浸泡时间的变化

Fig.1 Initiation pressure and stress changes during CO_2 fracturing in rock

$$p = \frac{8.314T}{V-26.667} - \frac{396\ 306.77[1+0.707\ 979(1-\sqrt{T_r})]^2}{V(V+26.667)+26.667(V-26.667)} \quad (1)$$

式中: T 为 CO_2 的绝对温度, K; V 为 CO_2 的摩尔体积, L/mol; T_r 为对比温度, 即 CO_2 绝对温度 T 与临界温度 T_c ($T_c=304.13\text{K}$)之比。

根据式(1)确定 CO_2 的体积后, 即可进一步获

得 CO₂ 在该温度和压力条件下的密度。

CO₂ 黏度与温度的关系^[21]为:

$$\mu = \frac{36.344 \left[\frac{\sqrt{1.259} 3T_r}{\Omega_u} F_c \left(\frac{1}{G_2} + E_6 \frac{cV_e}{6} \right) + \eta^{**} \right] \sqrt{MT_c}}{\sqrt[3]{V_c^2}} \quad (2)$$

其中,部分系数定义为:

$$F_c = 1 - 0.275 6\omega + 0.059 035 \mu_r^4 + \kappa \quad (3)$$

$$\eta^{**} = E_7 y^2 G_2 \exp \left(E_8 + \frac{E_9}{T^*} + \frac{E_{10}}{T^{*2}} \right) \quad (4)$$

$$G_2 = \frac{\frac{E_1 [1 - \exp(-E_4 y)]}{y} + E_2 \frac{1 - 0.5y}{(1-y)^3} \exp(E_5 y) - E_3 \frac{1 - 0.5y}{(1-y)^3}}{E_1 E_4 + E_2 + E_3} \quad (5)$$

$$E_i = f_i(\omega, \kappa) \quad (6)$$

式中: T_r 为临界温度, K; F_c 为形状和极性因子; V_e 为气体体积, m³; ω 为偏心因子; y 为摩尔分数; T^* 为绝对温度, K; M 为摩尔质量, g/mol; V_c 为 CO₂ 的临界体积, m³; Ω_u 为碰撞积分; μ_r 为约化偶极矩; κ 为高极性物质的关联因子; c 为单位体积物质的量, mol/m³。

1.3 基于 NCM 的 CO₂ 增能压裂裂缝扩展数学模型

基于节点体系扩展模拟方法 (Node Connection Method, NCM)^[22-23], 考虑前置 CO₂ 注入后对岩石力学、物性参数的影响, 构建前置 CO₂ 增能压裂裂缝扩展模拟模型。

1.3.1 前置 CO₂ 水力压裂力学机制

假设岩石为多孔弹性介质, 根据测井资料获取地层物性参数, 以三维弹性理论为基础, 可以得到地下水平主应力的计算方法。结合试验研究结果, 储层中岩石的泊松比、弹性模量等参数会随着 CO₂ 浸泡时间增长而变化, 在模型中需要考虑。因此, 水平主应力与时间的关系可以表示为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma_h^t = \frac{\nu^t}{1-\nu^t} \sigma_v - \frac{\nu^t}{1-\nu^t} \alpha_v p_p + \alpha_h p_p + \frac{E^t}{1-(\nu^t)^2} \xi_h + \\ \frac{\nu^t E^t}{1-(\nu^t)^2} \xi_H \\ \sigma_H^t = \frac{\nu^t}{1-\nu^t} \sigma_v - \frac{\nu^t}{1-\nu^t} \alpha_v p_p + \alpha_H p_p + \frac{E^t}{1-(\nu^t)^2} \xi_H + \\ \frac{\nu E^t}{1-(\nu^t)^2} \xi_h \end{array} \right. \quad (7)$$

式中: σ_h^t 为 t 时刻的最小水平主应力, MPa; σ_H^t 为 t 时刻的最大水平主应力, MPa; σ_v 为垂向应力, MPa; α_v 、 α_h 为垂向和水平的 Biot 系数; ξ_H 、 ξ_h 为最大

水平主应力和最小水平主应力的应变系数; ν^t 为 t 时刻泊松比; E^t 为 t 时刻的弹性模量, GPa; p_p 为孔隙压力, MPa。

压裂过程中, 新生缝会改变岩石的力学状态, 影响后续裂缝扩展, 简称应力阴影效应。采用诱导应力解析解和叠加原理描述全局应力状态^[26]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma_{xx}^{t+1}(i, j) = \sigma_{xx}^t(i, j) + \\ \sum_{m=1}^N p_{n,m} \left(\frac{L_m}{\sqrt{L_{1,m} L_{2,m}}} \cos \frac{2\theta_m - \theta_{1,m} - \theta_{2,m}}{2} - 2 \right) - \\ \sum_{m=1}^N p_{n,m} \frac{L_m}{a} \left(\frac{a^2}{L_{1,m} L_{2,m}} \right)^{3/2} \sin \theta_m \sin \frac{3}{2} (\theta_{1,m} + \theta_{2,m}) \\ \sigma_{yy}^{t+1}(i, j) = \sigma_{yy}^t(i, j) + \\ \sum_{m=1}^N p_{n,m} \left(\frac{L_m}{\sqrt{L_{1,m} L_{2,m}}} \cos \frac{2\theta_m - \theta_{1,m} - \theta_{2,m}}{2} - 2 \right) + \\ \sum_{m=1}^N p_{n,m} \frac{L_m}{a} \left(\frac{a^2}{L_{1,m} L_{2,m}} \right)^{3/2} \sin \theta_m \sin \frac{3}{2} (\theta_{1,m} + \theta_{2,m}) \\ \tau_{xy}^{t+1}(i, j) = \tau_{xy}^t(i, j) + \sum_{m=1}^N p_{net,m} \frac{L_m}{a} \left(\frac{a^2}{L_{1,m} L_{2,m}} \right)^{3/2} \cdot \\ \sin \theta_m \cos \frac{3}{2} (\theta_{1,m} + \theta_{2,m}) \end{array} \right. \quad (8)$$

式中: σ_{xx}^{t+1} 和 σ_{xx}^t 分别为 $t+1$ 和 t 时间步下 (i, j) 位置处 x 轴向主应力, MPa; σ_{yy}^{t+1} 和 σ_{yy}^t 分别为 $t+1$ 和 t 时间步下 (i, j) 位置处 y 轴向主应力, MPa; τ_{xy}^{t+1} 和 τ_{xy}^t 分别为 $t+1$ 和 t 时间步下 (i, j) 位置处剪切应力, MPa; N 为裂缝微元数量; $p_{n,m}$ 为裂缝 m 微元的缝内净压力, MPa; a 为裂缝微元半长, m; L_m , $L_{1,m}$ 和 $L_{2,m}$ 为位置 (i, j) 到裂缝 m 微元的距离, m; θ_m , $\theta_{1,m}$ 和 $\theta_{2,m}$ 为位置 (i, j) 到裂缝 m 微元的角度。

对裂缝内流体流动简化处理, 不考虑裂缝在缝宽方向上的流动过程, 且裂缝壁面上的流速为 0, 则流体在裂缝内为一维流动。对流体压降方程进行处理, 可得到缝内压力分布为:

$$p_{f,m}^t = -\frac{12\mu_m^t q_m x_m}{h_{f,m} w_m^3} + p_0 \quad (9)$$

式中: $p_{f,m}^t$ 为 t 时间步时裂缝 m 微元的净压力, MPa; μ_m^t 为 t 时间步时裂缝 m 微元中流体的黏度, mPa·s; q_m 为裂缝 m 微元的流量; x_m 为裂缝 m 微元与井筒的距离, m; $h_{f,m}$ 为裂缝 m 微元的高度, m; p_0 为初始压力, MPa。

对于前置 CO₂ 压裂, 裂缝内流体黏度随着 CO₂ 性质而改变, 采用式 (2) 修正不同时间步下前

置 CO_2 的黏度。

将临界起裂应力作为起裂判据, 该值与岩石断裂韧性有关, 则裂缝扩展条件为^[23]:

$$\sigma_{\text{fr}} = \frac{1}{\sqrt{2\pi r}} \cos \frac{\theta}{2} \left(K_1 \cos^2 \frac{\theta}{2} - \frac{3}{2} K_2 \sin \theta \right) - \sigma_{\text{cr}} \geq 0 \quad (10)$$

式中: σ_{fr} 为残余起裂应力, MPa; σ_{cr} 为临界起裂应力, MPa; K_1 为 I 型应力强度因子, $\text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$; K_2 为 II 型应力强度因子, $\text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$ 。

分支裂缝密度表示为在裂缝的改造范围内共有的裂缝节点数量, 其计算公式为:

$$\rho_{\text{if}} = \frac{n}{L_f w_f} \quad (11)$$

式中: ρ_{if} 为分支缝密度, 条/ m^2 ; n 为裂缝节点数量; L_f 为裂缝长度, m; w_f 为裂缝的带宽, m。

1.3.2 前置 CO_2 压裂模拟流程

基于 NCM 的 CO_2 增能压裂裂缝扩展模型计算流程如图 2 所示。具体步骤为: 1) 依据实际储层大小划分地质单元, 作为计算的离散体; 2) 结合地质资料给地质单元赋值; 3) 根据实际压裂规模, 设置射孔参数; 4) 计算现存裂缝单元缝内流体压力分布; 5) 结合应力阴影效应及缝内流体流动特征, 校正储层应力分布; 6) 计算裂缝尖端周向应力和临界起裂应力; 7) 判断是否存在满足起裂条件的裂缝单元, 不满足时输出裂缝形态; 8) 引入随机函数及概率分布, 确定新的裂缝单元; 9) 根据 CO_2 物性的变化, 更新缝内流体物性参数; 10) 重复步骤 4)–9), 直至输出裂缝形态。

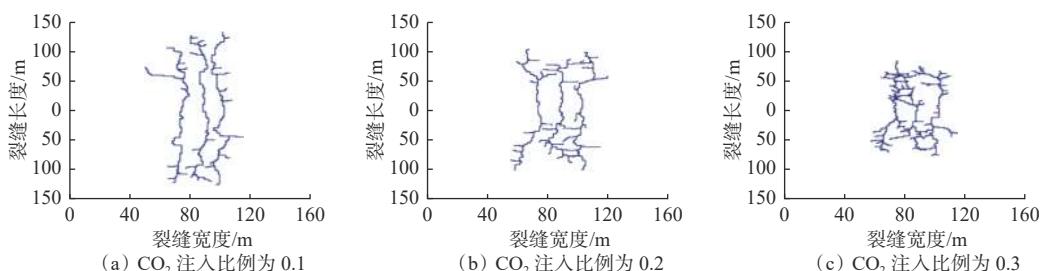


图 3 不同 CO_2 比例下的裂缝形态

Fig.3 Fracture morphology under different CO_2 ratios

前置 CO_2 比例对整体缝网扩展长度影响最大, 前置 CO_2 比例由 0.1 增至 0.3 时, 缝网长度缩短近 40%。压裂缝网带宽主要受压裂簇数影响, 前置 CO_2 比例对整体缝网扩展带宽影响较小。前置 CO_2 比例对分支缝密度的影响很大, 当前置 CO_2 比例由 0.1 增加至 0.3 时, 分支缝网密度由 0.06 条/ m^2

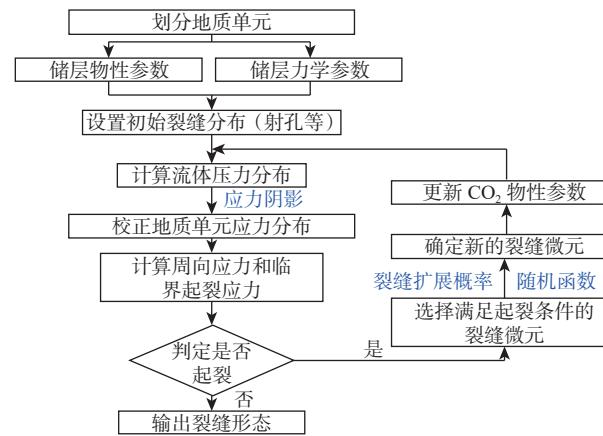


图 2 CO_2 前置增能压裂扩展模拟流程

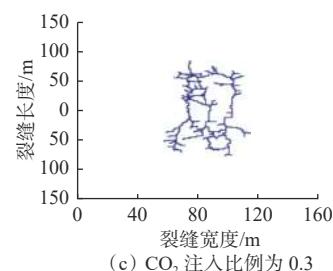
Fig.2 Simulation process of CO_2 pre-energized fracturing

2 前置 CO_2 增能压裂裂缝扩展模拟

选用胜利油田东营凹陷陆相页岩油储层地力学参数以及物性参数, 基于构建模型, 分析不同影响因素下裂缝扩展形态。模型尺寸大小为 160 m × 300 m, 1 段射孔 3 簇, 射孔点在模型中间位置处, 模拟裂缝排量为 16 m^3/min , 页岩基质的弹性模量为 26.36 GPa, 泊松比为 0.30。

2.1 前置 CO_2 比例对缝网形态的影响

模拟前置 CO_2 比例分别为 0.1、0.2 和 0.3 时的裂缝形态(见图 3), 分析不同前置 CO_2 比例与裂缝长度缝网带宽及分支缝密度的关系(见图 4)。



增加至 0.13 条/ m^2 , 增加了 117%。这主要是因为超临界 CO_2 易于进入基质孔隙和微裂隙中, 促进了基质的破裂和微裂隙的开启, 增加了分支裂缝的数量, 形成了复杂的网状裂缝形态。

2.2 水平应力差对裂缝形态的影响

模拟水平应力差分别为 0, 15 和 30 MPa 时的裂

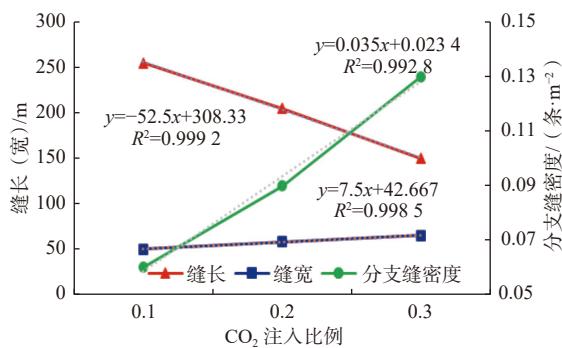
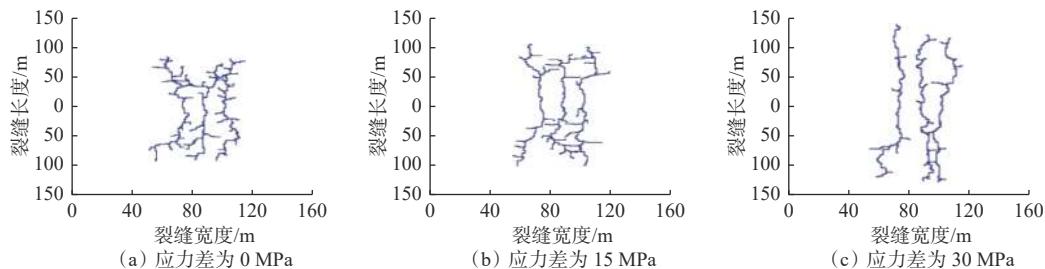
图 4 不同 CO_2 比例对裂缝参数的影响Fig.4 Influence of different CO_2 ratios on fracture parameters

图 5 不同应力差下的裂缝形态

Fig.5 Fracture morphology under different stress differences

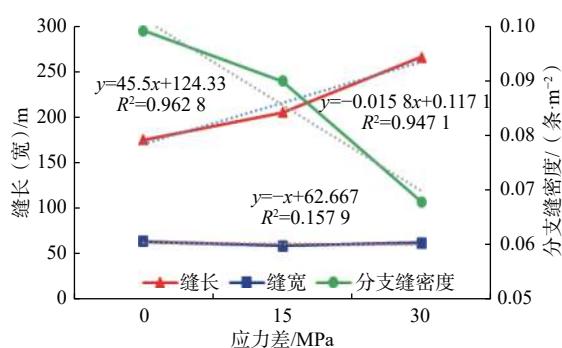


图 6 储层应力差对裂缝参数的影响

Fig.6 Influence of reservoir stress difference on fracture parameters

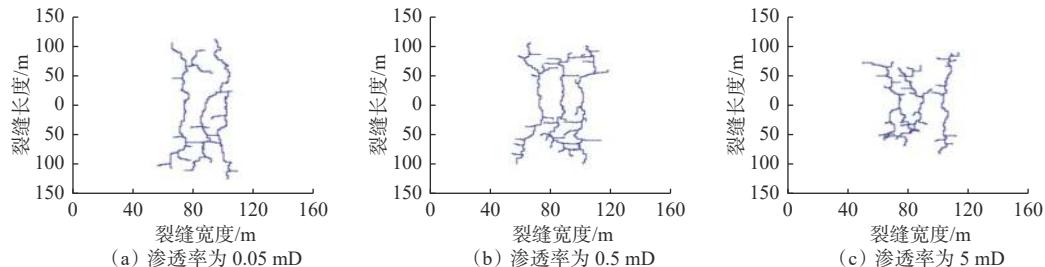


图 7 不同渗透率下的裂缝形态

Fig.7 Fracture morphology under different permeability

缝形态(见图 5), 分析不同水平应力差与裂缝长度、缝网带宽及分支缝密度的关系(见图 6)。

应力差与缝长相关性很大, 与缝宽相关性较小, 与分支缝密度相关性大, 应力差主要影响缝长及分支缝密度。水平应力差由 5 MPa 增至 30 MPa 时, 裂缝长度由 175 m 增至 266 m, 缝网带宽由 63 m 降至 58 m, 降低了 3.18%, 分支缝密度由 0.095 条/ m^2 降至 0.074 条/ m^2 , 下降了 31.85%。相较于滑溜水压裂, 前置 CO_2 增能压裂在高应力差下依然可以形成复杂裂缝网。因此, 高应力差储层采用前置 CO_2 进行压裂, 可以提高压裂改造效果, 实现高效增产。

2.3 储层渗透率对裂缝形态的影响

模拟储层渗透率分别为 0.05, 0.5 和 5 mD 时的裂缝形态(见图 7), 分储层渗透率与裂缝长度、缝网带宽及分支缝密度的关系(见图 8)。结果发现, 储层渗透率对裂缝长度和带宽的影响较小, 对分支缝密度的影响较大。总体而言, 储层渗透率影响压裂流体的滤失性, 前置 CO_2 压裂对于储层渗透率的敏感程度要远大于滑溜水压裂。其原因在于, 储层渗透率影响 CO_2 向基质的滤失量和波及范围, 对于开启天然裂缝和储层增压作用明显。因此, 对于高渗透储层, 应适当增大排量和压裂液量, 从而增大压裂改造范围。

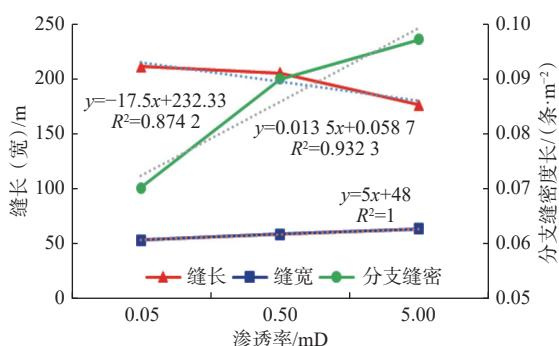


图 8 储层渗透率对裂缝参数的影响

Fig.8 Influence of reservoir permeability on fracture parameters

3 实例分析

东营凹陷陆相页岩油 X 井目的层为沙四上纯上 3 层组, 水平段长度 1 976 m, 钻遇岩相以泥质灰页岩 (970 m)、灰质泥页岩 (550 m) 为主; 前置 CO_2 增能压裂完成 34 段、120 簇压裂施工, 平均 3.5 簇/段, 加砂 4 300.6 m^3 (设计 4 204.7 m^3)、注入携砂液 73 166 m^3 , 平均单段加砂 126.5 m^3 、加砂强度 2.4 m^3/m 。结合实际施工参数模拟裂缝扩展形态, X 井 36 段反演裂缝平均缝长为 277.80 m, 平均缝宽为 59.85 m。X 井压裂时的微地震监测结果见图 9, 裂缝扩展模拟结果见图 10。

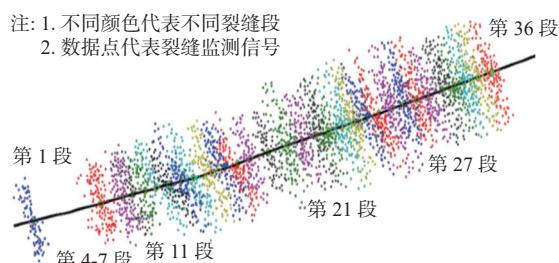


图 9 X 井压裂时的微地震监测结果

Fig.9 Microseismic monitoring results of fracturing of Well X

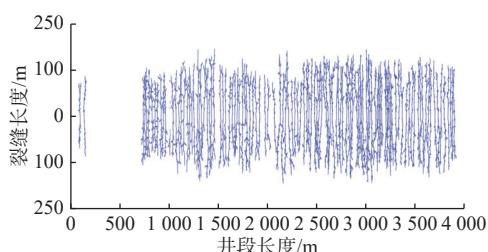


图 10 X 井裂缝形态整体反演效果

Fig.10 Overall inversion effect of fracture morphology of Well X

X 井压裂过程中进行单井尺度模拟时, 由于模拟布点精度及显示尺度的原因, 裂缝整体上呈双翼对称复杂裂缝形态。对比微地震监测结果发现, 水力裂缝缝长在微地震的 75.09%~99.63%, 水力裂缝缝宽在微地震的 78.79%~98.84%, 模拟结果与实际监测具有较好的一致性。此方法可用于压裂前裂缝形态模拟, 根据模拟结果制定压裂方案, 提高压裂效率。

4 结 论

1) 综合考虑 CO_2 对岩体破裂压力、地应力的影响以及 CO_2 物性参数的变化, 基于节点连接方法的 CO_2 增能压裂裂缝扩展数学模型可实现 CO_2 增能压裂复杂裂缝网络形态的模拟。

2) 前置 CO_2 比例、应力差和渗透率对分支缝密度的影响较大, 在高应力差储层增加缝网密度时, 可适当增加前置 CO_2 比例。

3) 实际区块模拟结果与微地震监测结果吻合度较高, 具有一定的可靠性, 基于节点连接方法的 CO_2 增能压裂裂缝扩展数学模型具有一定的现场应用潜力, 可以为压裂方案的制定提供理论指导。

参 考 文 献

References

- [1] 吴奇, 薛云, 王晓泉, 等. 非常规油气藏体积改造技术: 内涵、优化设计与实现 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 352–358.
WU Qi, XU Yun, WANG Xiaquan, et al. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs: Connotation, optimization design and implementation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 352–358.
- [2] 薛云, 雷群, 陈铭, 等. 体积改造技术理论研究进展与发展方向 [J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 874–887.
XU Yun, LEI Qun, CHEN Ming, et al. Progress and development of volume stimulation techniques[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 874–887.
- [3] 吴峙颖, 胡亚斐, 蒋廷学, 等. 孔洞型碳酸盐岩储层压裂裂缝转向扩展特征研究 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(4): 90–96.
WU Shiyi, HU Yafei, JIANG Tingxue, et al. Study on propagation and diversion characteristics of hydraulic fractures in vuggy carbonate reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(4): 90–96.
- [4] 张衍君, 葛洪魁, 徐田录, 等. 体积压裂裂缝前端粉砂分布规律试验研究 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(3): 105–110.
ZHANG Yanjun, GE Hongkui, XU Tianlu, et al. Experimental study on silt distribution law at the front end of fractures in volume fracturing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(3): 105–110.
- [5] 李虹, 于海洋, 杨海烽, 等. 裂缝性非均质致密储层自适应应力敏感性研究 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(3): 99–105.
LI Hong, YU Haiyang, YANG Haifeng, et al. Adaptive stress sensitivity study of fractured heterogeneous tight reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(3): 99–105.

- Drilling Techniques, 2022, 50(3): 99–105.
- [6] 蒋廷学, 王海涛. 中国石化页岩油水平井分段压裂技术现状与发展建议 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 14–21.
JIANG Tingxue, WANG Haitao. The current status and development suggestions for Sinopec's staged fracturing technologies of horizontal shale oil wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 14–21.
- [7] 孟勇, 贾庆升, 张潦源, 等. 东营凹陷页岩油储层间干扰及裂缝扩展规律研究 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 130–138.
MENG Yong, JIA Qingsheng, ZHANG Liaoyuan, et al. Research on interlayer interference and the fracture propagation law of shale oil reservoirs in the Dongying Sag[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 130–138.
- [8] 李小刚, 冉龙海, 杨兆中, 等. 超临界 CO₂ 压裂裂缝特征研究现状与展望 [J]. 特种油气藏, 2022, 29(2): 1–8.
LI Xiaogang, RAN Longhai, YANG Zhaozhong, et al. Current status and prospect of study on supercritical CO₂ fracturing characteristics[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(2): 1–8.
- [9] 王海柱, 李根生, 郑永, 等. 超临界 CO₂ 压裂技术现状与展望 [J]. 石油学报, 2020, 41(1): 116–126.
WANG Haizhu, LI Gensheng, ZHENG Yong, et al. Research status and prospects of supercritical CO₂ fracturing technology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 116–126.
- [10] 李根生, 王海柱, 沈忠厚, 等. 超临界 CO₂ 射流在石油工程中应用研究与前景展望 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5): 76–80.
LI Gensheng, WANG Haizhu, SHEN Zhonghou, et al. Application investigations and prospects of supercritical carbon dioxide jet in petroleum engineering[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(5): 76–80.
- [11] 王香增, 孙晓, 罗攀, 等. 非常规油气 CO₂ 压裂技术进展及应用实践 [J]. 岩性油气藏, 2019, 31(2): 1–7.
WANG Xiangzeng, SUN Xiao, LUO Pan, et al. Progress and application of CO₂ fracturing technology for unconventional oil and gas[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(2): 1–7.
- [12] HE Jianming, ZHANG Zhaobin, LI Guanfang, et al. Modeling study on supercritical CO₂ fracturing applicability and capacity to stimulate reservoirs with different permeabilities[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 213: 110427.
- [13] 蔡鑫. 非常规储层超临界 CO₂ 压裂复杂裂缝扩展模型 [J]. 断块油气田, 2022, 29(1): 107–110.
CAI Xin. Complex fracture propagation model of supercritical CO₂ fracturing in unconventional reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(1): 107–110.
- [14] 邹万礼. 二氧化碳前置蓄能体积压裂优化设计研究 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2018.
ZOU Wanli. Study on the optimal design of carbon dioxide pre-charged volume fracturing[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2018.
- [15] 陈立强, 田守嶒, 李根生, 等. 超临界 CO₂ 压裂起裂压力模型与参数敏感性研究 [J]. 岩土力学, 2015, 36(增刊2): 125–131.
CHEN Liqiang, TIAN Shouceng, LI Gensheng, et al. Initiation pressure models for supercritical CO₂ fracturing and sensitivity analysis[J]. Rock & Soil Mechanics, 2015, 36(supplement2): 125–131.
- [16] ZHANG Xinwei, LU Yiyu, TANG Jiren, et al. Experimental study on fracture initiation and propagation in shale using supercritical carbon dioxide fracturing[J]. Fuel, 2017, 190: 370–378.
LI Sihai, ZHANG Shicheng, MA Xinfang, et al. Coupled physical–chemical effects of CO₂ on rock properties and breakdown during intermittent CO₂-hybrid fracturing[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2020, 53(4): 1665–1683.
- [17] 金军, 王冉. 超临界 CO₂ 注入与页岩气储层相互作用的研究进展 [J]. 断块油气田, 2018, 25(3): 363–366.
JIN Jun, WANG Ran. Research progress of supercritical CO₂ injection and its interaction with shale gas reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(3): 363–366.
- [18] 苏映宏, 吴忠维, 崔传智, 等. 水力压裂支撑裂缝导流能力计算与分析 [J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(6): 62–71.
SU Yinghong, WU Zhongwei, CUI Chuanzhi, et al. Calculation and analysis of the propped fracture conductivity created by hydraulic fracturing[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(6): 62–71.
- [19] 何强, 李凤霞, 史爱萍, 等. 基于三维 CT 重构的油页岩复杂水力裂缝网络分形表征 [J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(5): 116–123.
HE Qiang, LI Fengxia, SHI Aiping, et al. Fractal characterization of complex hydraulic fracture networks of oil shale via 3D CT reconstruction[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(5): 116–123.
- [20] 邢德钢, 崔连可, 王树森, 等. 泌阳凹陷陆相页岩复杂裂缝起裂及扩展研究 [J]. 石油地质与工程, 2021, 35(2): 93–97.
XING Degang, CUI Lianke, WANG Shusen, et al. Initiation and extending of complex fractures from continental shale in Biyang Sag[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2021, 35(2): 93–97.
- [21] ZHAO Hui, SHENG Guanglong, HUANG Luoyi, et al. Application of lightning breakdown simulation in inversion of induced fracture network morphology in stimulated reservoirs[R]. IPTC-21157-MS, 2021.
- [22] 赵辉, 盛广龙, 黄罗义, 等. 基于闪电模拟的油藏压裂裂缝网络扩展计算方法 [J]. 中国科学: 技术科学, 2022, 52(3): 499–510.
ZHAO Hui, SHENG Guanglong, HUANG Luoyi, et al. Calculation of reservoir fracture network propagation based on lightning breakdown path simulation[J]. Scientia Sinica(Technologica), 2022, 52(3): 499–510.
- [23] SHENG Guanglong, ZHAO Hui, MA Jialing, et al. A new approach for flow simulation in complex hydraulic fracture morphology and its application: Fracture connection element method[J/OL]. Petroleum Science, 2023: 1–11. [2023-05-16]. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.03.026>. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.03.026.
- [24] R. C. 里德, J. M. 普劳斯尼茨, B. E. 波林. 气体和液体性质 [M]. 李芝芬, 杨怡生, 译. 北京: 石油工业出版社, 1994.
REID R C, PRAUSNITZ J M, POLING B E. The properties of gases and liquids[M]. LI Zhifen, YANG Yisheng, Translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994.
- [25] GREEN A E, SNEDDON I N. The distribution of stress in the neighbourhood of a flat elliptical crack in an elastic solid[J]. Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society, 1950, 46(1): 159–163.