

引用格式:肖红林,卜春亮,侯甫,等.基于产气剖面的致密气藏裂缝参数自动反演研究[J].油气藏评价与开发,2025,15(5):815-823.

XIAO Honglin, BU Chunliang, HOU Fu, et al. Automatic inversion of fracture parameters in tight gas reservoirs based on gas production profile[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(5): 815-823.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.05.011

基于产气剖面的致密气藏裂缝参数自动反演研究

肖红林¹, 卜春亮², 侯甫¹, 唐慧莹², 王艺云¹, 罗山贵³

(1. 中国石油西南油气田分公司致密油气勘探开发项目部, 四川 成都 610000; 2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610500; 3. 西南石油大学理学院, 四川 成都 610500)

摘要:明确水力压裂形成的裂缝参数对于指导压裂改造参数的设计和预测单井产量具有重要的意义。目前,已有的基于生产数据的裂缝参数反演方法难以获得各压裂段的裂缝参数。因此,借助集合卡尔曼滤波(EnKF)算法,建立了基于产气剖面测试的致密气藏各段裂缝参数自动反演方法。为兼顾模拟精度与反演效率,利用Matlab油藏数值模拟工具箱(MRST)建立了基于嵌入式离散裂缝的气藏生产数值模拟模型。模拟计算各段裂缝产量,并采用EnKF逐步更新各段裂缝半长与渗透率,实现基于产气剖面的致密气藏裂缝参数自动反演。最后,通过人造案例验证了该方法的可靠性,并将其用于矿场实际水平井的裂缝半长和渗透率的反演。研究表明:①裂缝方位和裂缝间距固定时,增加裂缝缝长和裂缝渗透率均能提高致密气产量,但二者对裂缝产量的影响程度随时间变化,裂缝渗透率对前3个月的产气量影响较大,而裂缝半长对生产中后期的产气量影响较大;②EnKF这种按时间顺序推进的数据拟合方法可以考虑不同时期裂缝半长和渗透率对产量的影响,在人造产气剖面拟合案例上,裂缝半长反演的相对误差不超过6.30%,裂缝渗透率反演的相对误差不超过0.88%;③针对致密气藏实际水平井的产气剖面,EnKF可同时反演出各压裂段的裂缝半长和裂缝渗透率,反演的裂缝半长与微地震监测半缝长相对误差低于8%。该方法可为致密气藏压裂裂缝诊断提供指导和参考。

关键词:致密气;嵌入式离散裂缝;卡尔曼滤波算法;产气剖面;裂缝参数反演

中图分类号:TE377

文献标识码:A

Automatic inversion of fracture parameters in tight gas reservoirs based on gas production profile

XIAO Honglin¹, BU Chunliang², HOU Fu¹, TANG Huiying², WANG Yiyun¹, LUO Shangui³

(1. Tight Oil and Gas Exploration and Development Project Department, PetroChina Southwest Oil and Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610000, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3. School of Sciences, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: Accurately determining hydraulic fracture parameters is crucial for guiding the design of fracturing treatments and predicting single-well production. Currently, existing production-data-based fracture parameter inversion methods struggle to obtain fracture parameters for individual fracturing stages. To address this, leveraging the ensemble Kalman filter (EnKF) algorithm, an automatic inversion method for fracture parameters of each stage in tight gas reservoirs based on gas production profile testing was developed. To balance simulation accuracy and inversion efficiency, a reservoir production numerical simulation model based on embedded discrete fractures was established using the MATLAB reservoir simulation toolbox (MRST). Subsequently, the production of each fracture stage was simulated, and the EnKF was employed to iteratively update the fracture half-length and permeability for each stage, achieving automatic inversion of fracture parameters in tight gas reservoirs based on the gas production profile. Finally, the reliability of this method was validated through a designed case study, and it was applied to invert the fracture half-length and permeability of a field horizontal well. The research results indicated that: (1) when fracture orientation and spacing were fixed, increasing both fracture length and permeability enhanced tight gas production, but their impact on fracture production varied over time. Fracture permeability significantly influenced gas production in the first three months, while fracture half-length had a greater effect on production during the middle and late stages. (2) EnKF, as a sequential data

收稿日期:2024-09-19。

第一作者简介:肖红林(1976—),男,硕士,高级工程师,从事油气田开发研究。地址:四川省成都市成华区猛追湾横街99号世茂大厦,邮政编码:610000。E-mail:xiaohl2018@petrochina.com.cn

通信作者简介:罗山贵(1994—),男,博士,讲师,从事非常规储层一体化模拟和油气人工智能研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:798395068@qq.com

基金项目:国家自然科学基金面上项目“井-射孔-缝协同密切割压裂三维非平面缝网竞争扩展机制研究”(52374043)。

assimilation method, captured the influence of fracture half-length and permeability on production at different stages. In the designed production profile fitting case, the relative errors of inverted fracture half-length and permeability were below 6.30% and 0.88%, respectively. (3) Based on the gas production profile of an actual horizontal well in a tight gas reservoir, EnKF could simultaneously invert the fracture half-length and permeability for each stage, with the relative error of the inverted fracture half-length below 8% compared to microseismic monitoring results. This method provides valuable guidance and reference for diagnosing hydraulic fractures in tight gas reservoirs.

Keywords: tight gas; embedded discrete fracture; EnKF; gas production profile; fracture parameter inversion

水平井多段压裂作为致密气藏开发的核心技术,其压裂效果直接决定了气藏的开发效益^[1-3]。由于实际压裂过程与地质条件的复杂性,压裂后人工压裂裂缝与压裂前设计的人工压裂裂缝存在差异^[4-5]。为明确水力压裂形成的人工裂缝参数,以便准确预测油气产量,支撑后续压裂施工设计,压裂裂缝诊断技术持续发展并不断完善^[6-7]。目前,常用于诊断裂缝参数的方法有微地震监测技术、光纤应变监测技术、测斜仪监测技术、压裂施工曲线分析和生产动态分析等^[8-10]。

生产动态分析法是一种基于压力、产量等压裂后裂缝诊断技术,能反演出代表实际生产特征的裂缝参数^[11-12]。但由于压力和产量特征反映的是单井整体的压裂效果,该方法难以确定各段裂缝的具体参数。分布式光纤监测、示踪剂测试、生产测井等监测手段可以获取各压裂段产出特征。根据各压裂段产出特征,可更为准确地反演各段压裂裂缝参数。LUO等^[13]建立了储层-裂缝-井筒耦合的压裂后温度剖面预测模型,基于分布式光纤测温技术(DTS)提供的水平井段的温度剖面,反演得到了产气剖面 and 人工裂缝半长。ELAHI等^[14]建立了示踪剂流动模型,通过分析各段裂缝对应的示踪剂浓度变化,反演了各段裂缝半长和导流能力等参数。但目前基于水平井分段压裂产气剖面反演解释裂缝参数的研究相对较少。

裂缝参数的反演是一个需要不断调整油藏模型属性参数的过程,对油藏模型的运算效率要求较高^[15]。常用的表征水力裂缝的模型包括连续介质模型、等效连续介质模型和离散裂缝模型^[16]。连续介质模型和等效连续介质模型计算效率高,但难以准确表征压裂裂缝形态^[17];而离散裂缝模型通常采用非结构化网格剖分的方式描述不规则裂缝的具体形状,但其计算成本高昂^[18]。嵌入式离散裂缝模型(EDFM)的基质网格为结构化网格,将裂缝嵌入其中并通过非相邻连接(NNC)与基质相连,可以在保证裂缝刻画精度的条件下大幅提高模拟效率^[16]。在数值模拟模型中可单独改变裂缝参数,而基质网格不变。相对于连续介质模型与等效连续介质模型,EDFM更适合裂缝参数反演过程的裂缝建模。借助集合卡尔曼滤波(EnKF)算法,建立了基于产气剖面的裂缝半长和裂缝渗透率反演方法,其中,正演模型(油藏生产模型)采用

EDFM表征水力裂缝。通过裂缝参数对产气量的影响研究,分析了反演方法的可行性。最后,通过人造案例验证了该方法的可靠性并开展了矿场应用。

1 基于产气剖面的裂缝参数反演方法

1.1 嵌入式离散裂缝模型

假设压裂裂缝均为双翼垂直裂缝,且裂缝高度等于油层厚度。基于物质守恒原理,结合达西定律,致密气藏的基质中气水两相渗流微分方程为:

$$\frac{\partial(\varphi^m \rho_\alpha S_\alpha^m)}{\partial t} - \nabla \cdot (\rho_\alpha \frac{K_\alpha^m}{\mu_\alpha} \nabla p_\alpha) = \rho_\alpha (q_\alpha^m - \sum q_\alpha^{m-f}) \quad (1)$$

式中: m, f 为基质和裂缝; t 为时间,单位 s ; α 为流体相,指气相与地层水; φ^m 为基质孔隙度,%; K_α^m 为基质中流体相 α 对应的相渗透率,单位 μm^2 ; S_α^m 为基质中流体相 α 的饱和度,%; ρ_α 为流体相 α 的密度,单位 kg/m^3 ; μ_α 为流体相 α 的黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; p_α 为流体相 α 对应压力,单位 Pa ; q_α^m 为基质的源汇项,单位 m/s ; q_α^{m-f} 为基质到裂缝的流量交换,单位 m/s 。

嵌入式离散裂缝模型利用基质网格边界将裂缝分割成有限段小裂缝,并将这些裂缝段嵌入到结构化的基质网格中^[19-20]。裂缝单元中气水两相渗流微分方程为:

$$\frac{\partial(\varphi^f \rho_\alpha S_\alpha^f)}{\partial t} - \nabla \cdot (\rho_\alpha \frac{K_\alpha^f}{\mu_\alpha} \cdot \nabla p_\alpha) = \frac{\rho_\alpha}{w} (q_\alpha^f - q_\alpha^{f-m} - \sum q_\alpha^{f-f}) \quad (2)$$

式中: φ^f 为裂缝孔隙度,%; K_α^f 为裂缝中流体相 α 对应的相渗透率,单位 μm^2 ; S_α^f 为裂缝中流体相 α 的饱和度,%; w 为裂缝单元开度,单位 m ; q_α^f 为裂缝的源汇项,单位 m/s ; q_α^{f-m} 、 q_α^{f-f} 分别为裂缝到基质的流量交换、裂缝单元之间流量交换,单位 m/s 。

为了计算上述流量交换,引入了3种非相邻连接对^[16]。3种非相邻连接对的传导率系数计算通式为:

$$T_{\text{NNC}} = \frac{K_{\text{NNC}} A_{\text{NNC}}}{d_{\text{NNC}}} \quad (3)$$

式中: T_{NNC} 为非相邻连接对的传导率系数,也称传导率的几何参数; K_{NNC} 为非相邻连接对之间的有效渗透率,单位

$10^{-3} \mu\text{m}^2$; A_{NNC} 为非相邻连接对之间的接触面积,单位 m^2 ; d_{NNC} 为非相邻连接对之间的特征距离,单位 m 。

如前所述,EDFM的流动方程类似于连续介质模型,但同时具备离散裂缝模型的优势,能够表征复杂裂缝形态^[21]。结合产气剖面更新裂缝半长与渗透率时,仅需重新计算非相邻连接,而无需对全局网格重新剖分,这显著提高了裂缝参数的反演效率。借助 Matlab 的油藏数值模拟工具箱(MRST),采用上述EDFM表征水力裂缝,建立用于裂缝参数反演的油藏生产模型^[22-23]。

1.2 集合卡尔曼滤波算法

采用集合卡尔曼滤波算法,自动修正各段压裂裂缝半长与渗透率,以缩小油藏生产模型预测产气剖面与测试产气剖面之间的误差。EnKF是一种按时间顺序推进的数据拟合方法,在逐步吸收实际测量数据的同时,对油藏模型参数逐步修正^[24]。

EnKF包括预测步和更新步。预测步中:上一时间步更新得到的油藏静态和动态参数被用于油藏模拟器预测当前时间步下油藏的观测指标;更新步中:预测步的计算的观测指标被用于和实际观测值比较,以更新当前时间步的油藏静态和动态参数。其中状态向量 $\mathbf{X}_{k,j}$ 为:

$$\mathbf{X}_{k,j} = \begin{bmatrix} m' \\ y \\ d \end{bmatrix}_{k,j} \quad (4)$$

式中: m' 为油藏模型中不随时间变化的静态参数,该反演中为裂缝的半长和渗透率; y 为油藏动态参数,如压力、饱和度分布等; d 为油藏模拟器预测的生产数据,该反演中为各段裂缝产量;下标 k,j 为第 k 个时刻对应的集合中的第 j 个元素。

预测步的数学表达式为:

$$\mathbf{X}_{k,j}^{f'} = \mathbf{F}(\mathbf{X}_{k-1,j}^u) \quad (5)$$

式中: \mathbf{F} 为油藏模拟器,即上一节基于MRST建立的油藏生产模型;上标 f' 为预测步;上标 u 为更新步。

更新步的数学表达式为:

$$\mathbf{X}_{k,j}^u = \mathbf{X}_{k,j}^{f'} + \mathbf{K}(\mathbf{D}_{k,j} - \mathbf{H}\mathbf{X}_{k,j}^{f'}) \quad (6)$$

$$\mathbf{H} = [\mathbf{O} \quad \mathbf{I}] \quad (7)$$

$$\mathbf{D}_{k,j} = d_{k,\text{obs}} + \boldsymbol{\varepsilon}, \boldsymbol{\varepsilon} \sim N(0, \mathbf{C}_d) \quad (8)$$

$$\mathbf{K} = \mathbf{C}_X^{f'} \mathbf{H}^T (\mathbf{H} \mathbf{C}_X^{f'} \mathbf{H}^T + \mathbf{C}_d)^{-1} \quad (9)$$

$$\mathbf{C}_X^{f'} = \frac{1}{N_e - 1} \sum_{j=1}^{N_e} (\mathbf{X}_{k,j}^{f'} - \overline{\mathbf{X}}_{k,j}^{f'}) (\mathbf{X}_{k,j}^{f'} - \overline{\mathbf{X}}_{k,j}^{f'})^T \quad (10)$$

$$\overline{\mathbf{X}}_{k,j}^{f'} = \frac{1}{N_e} \sum_{j=1}^{N_e} \mathbf{X}_{k,j}^{f'} \quad (11)$$

式中: \mathbf{K} 为卡尔曼增益矩阵,更新油藏参数的关键参数; \mathbf{H} 为用于提取状态向量中生产数据 d 而定义的矩阵; \mathbf{O} 为行数、列数一定的零矩阵; \mathbf{I} 为行数、列数一定的单位矩阵; $d_{k,\text{obs}}$ 为实际观测到的数据; $\mathbf{D}_{k,j}$ 为对实测数据 $d_{k,\text{obs}}$ 添加扰动后观测数据,其中假设该扰动服从均值为零,协方差矩阵为 \mathbf{C}_d 的高斯分布; $\boldsymbol{\varepsilon}$ 为添加到实测数据上的扰动; \mathbf{C}_d 扰动 $\boldsymbol{\varepsilon}$ 的协方差矩阵; $\mathbf{C}_X^{f'}$ 为预测步状态向量的协方差矩阵; $\overline{\mathbf{X}}_{k,j}^{f'}$ 为预测步输出的 k 时刻对应集合中各状态向量的平均值; N_e 为集合成员个数。

为解决传统EnKF在更新后动态参数(y)与静态参数(m')可能不匹配的问题^[25],王玉斗等^[26]提出了半迭代集合卡尔曼滤波(HIEnKF)算法。该算法的核心改进在于:在更新步中仅修正静态参数(m'),而在预测步中,基于更新后的静态参数从初始时刻重新计算当前时间步的油藏动态响应。这一改进既保证了参数间的物理一致性,又避免了传统方法因直接更新动态参数导致的不匹配问题。尽管该算法在裂缝参数反演等应用中仍简称为EnKF,但其半迭代特性(即每次更新后重新从初始条件模拟)显著提升了参数反演的可靠性。

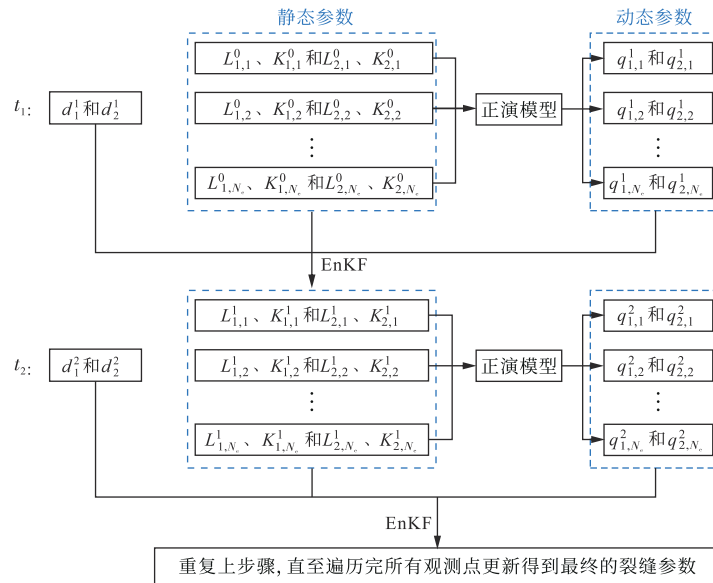
1.3 基于产气剖面的裂缝参数反演流程

首先,基于油藏生产模型,利用上一时间步更新后的裂缝半长和渗透率参数,计算当前时间步各段裂缝的模拟产量(产气剖面)。随后,将各段裂缝的模拟产量与实测产气剖面数据进行对比,并采用EnKF分别对各段裂缝的半长和渗透率进行独立更新(即每段裂缝单独执行一次EnKF更新,而非对所有压裂段统一应用一次全局更新)。重复上述过程,依次同化所有时间步的实测产气剖面数据,逐步优化裂缝参数。根据实测产气剖面(即已知多个时刻各段裂缝产量),采用EnKF反演裂缝半长(L)和裂缝渗透率(K)的具体流程如图1所示。为简化示意,图中仅以2段压裂裂缝为例说明反演过程,但该方法可推广至任意数量的压裂段。

1) 调用上一节基于MRST建立的油藏生产模型,预测初始集合中每个状态向量的静态参数对应的第1个观测点的生产数据,即由各段初始裂缝参数计算第1个观测点时各段裂缝产量。初始集合的静态参数的确定方法将在下一节详细讨论。

2) 将第1个观测点实测各段裂缝产量与油藏生产模型预测的各段裂缝产量进行对比,基于式(6)更新集合中每个状态向量的裂缝参数。

3) 重复步骤1和步骤2,直至覆盖所有观测点,最终得到优化后的裂缝半长和裂缝渗透率。



注: t_1 、 t_2 分别为第 1 个观测时刻与第 2 个观测时刻; L 为裂缝半长; K 为裂缝渗透率; q 为油藏生产模型预测的裂缝段产量; 上标 0、1、2 分别为初始时刻、第 1 个观测时刻与第 2 个观测时刻; 第 1 个下标 1、2 为裂缝编号; 第 2 个下标 1、2、 \dots 、 N_e 为集合中元素编号。

图 1 基于产气剖面的裂缝参数反演流程

Fig. 1 Flowchart of fracture parameter inversion based on production profile

2 基于人造模型产气剖面的裂缝参数反演

2.1 裂缝参数对单缝产量影响

研究基于实测产气剖面数据反演裂缝参数,其中,裂缝方位和裂缝间距根据地应力方向及压裂施工设计可视作为已知条件,重点分析裂缝半长和裂缝渗透率这 2 个关键参数对单条裂缝产量的影响。建立的数值模型(表 1)为一个非均质油藏,其中心部署了一口定压生产的水平井。该水平井长度为 1 200 m,沿井筒均匀分布 15 条平面矩形压裂裂缝,裂缝高度与油藏厚度一致,以表征压裂裂缝在垂向上的完全穿透性。

以原始裂缝半长和渗透率为基准,对第 5 条裂缝的参数进行敏感性分析:依次将其裂缝半长和渗透率分别调整

$\pm 15\%$ 和 $\pm 30\%$ (其他裂缝参数保持不变),观察单缝产气量的变化规律。如图 2 所示,更长的裂缝半长和更高的裂缝渗透率均能提高单条裂缝产气量。生产初期的单缝产量受裂缝半长的影响较小,随生产时间推进,裂缝半长对单缝产量的影响逐渐增加至趋于稳定(图 2a);生产初期(前 3 个月)的单缝产量受裂缝渗透率的影响较大,随生产时间推进,裂缝渗透率对单缝产量的影响逐渐下降(图 2b)。

该结果与 LIN 等^[27]获得的裂缝参数对产量影响结果一致。根据多段压裂水平井试井曲线特征,可依次划分出如下流动阶段:井储阶段、早期双线性流动阶段、早期线性流动阶段、早期径向流动阶段、复合线性流动阶段、晚期径向流动阶段等。由 MORADIDOWLATABAD 等^[28]给定的产能方程可知,双线性流动阶段的单缝产量只与裂缝导流能力相关,而与裂缝半长无关;早期线性流动阶段单缝产量主要受裂缝半长影响,而裂缝导流能力无关。裂缝半长和渗透率对单缝产量的影响在不同时间段上表现不同,EnKF 这种按时间顺序推进的数据拟合方法正好可以考虑裂缝半长和渗透率对单缝产量不同影响,基于产气剖面理论上可以较为准确地同时反演出裂缝半长和裂缝渗透率。

2.2 人造模型裂缝参数反演

在上述油藏模型基础上,以随机生成的裂缝半长(110~190 m)和裂缝渗透率(1~16 μm^2)作为参考裂缝参数,并利用该参数模拟得到各段裂缝的产气量,以此构

表 1 模型基本参数

Table 1 Basic model parameters

参数	值	参数	值
油藏大小/m	1 800×600×30	网格大小/m	20×20×5
基质平均渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.106 1	基质平均孔隙度	0.06
平均含气饱和度	0.61	井底流压/MPa	18
初始压力/MPa	25	油井半径/m	0.1
裂缝条数/条	15	裂缝间距/m	80
裂缝高度/m	30	裂缝半长/m	150
裂缝渗透率/ μm^2	10	裂缝开度/mm	5

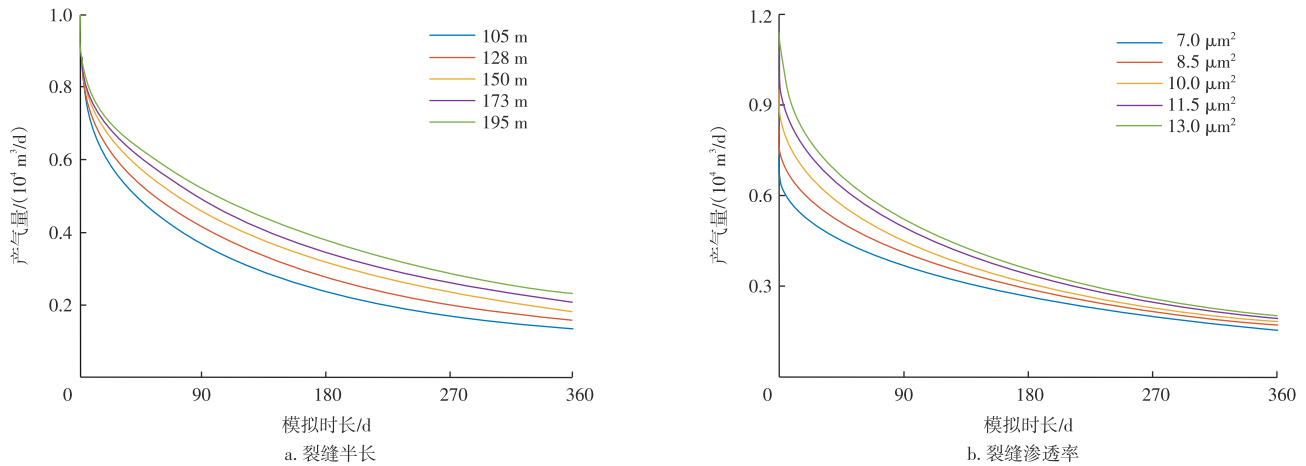


图2 裂缝参数对单缝产量影响

Fig. 2 Effect of fracture parameters on production from single fracture

建人工参考产气剖面。在反演过程中,设置集合成员数为50,并假设各段裂缝的半长和渗透率均为未知参数。采用随机生成的裂缝半长(100~200 m)和裂缝渗透率(0.1~20.0 μm^2)作为各段裂缝初始集合的静态参数。实际裂缝参数反演中,可结合压裂施工设计、压裂施工曲线、邻井裂缝监测数据等综合确定初始集合中裂缝参数的范围,并通过基于初始裂缝参数模拟的产气量和实测产气量比较,验证初始裂缝参数范围的合理性。图3a是随机生成的裂缝半长(50~100 m)组成的初始集合预测的产气量;图3b是随机生成的裂缝半长(100~200 m)组成初始集合预

测的产气量。基于合理的裂缝参数范围生成的初始集合,其各元素预测的单缝产气量将较为均匀地分布在实测值的两侧。

依次拟合参考模型在1.5、2.5、10.0、30.0 d的产气剖面,反演结果如表2所示:裂缝半长反演的相对误差不超过6.30%;裂缝渗透率反演的相对误差不超过0.88%。同时,相较于基于初始集合预测的产气剖面,基于更新后的裂缝参数预测的产气剖面也很好拟合上了参考产气剖面(图4)。

图5展示了裂缝参数随时间动态更新的过程,其中,第9段裂缝的半长和渗透率随着生产数据的不断

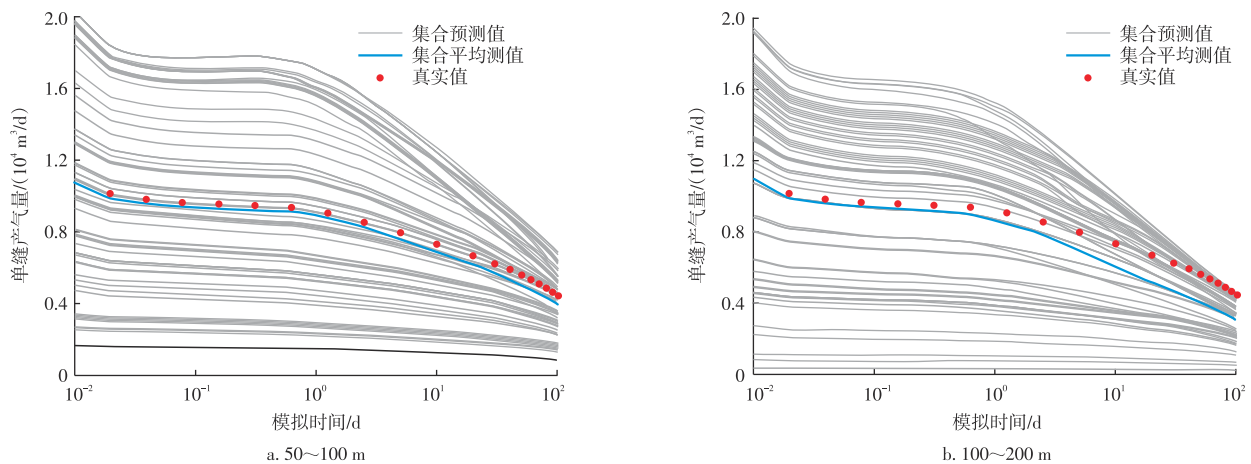


图3 不同裂缝半长范围下初始集合预测产气量

Fig. 3 Predicted gas production of initial ensemble under different fracture half-length ranges

表2 反演参数相对误差

Table 2 Relative error of inverted parameters

相对误差/%	裂缝编号														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
裂缝半长/m	2.12	0.83	2.76	0.68	0.01	1.10	2.65	2.14	1.61	6.30	0.84	1.56	1.36	0.16	0.45
裂缝渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.08	0.04	0.10	0.16	0.88	0.45	0.14	0.18	0.20	0.12	0.03	0.26	0.05	0.45	0.13

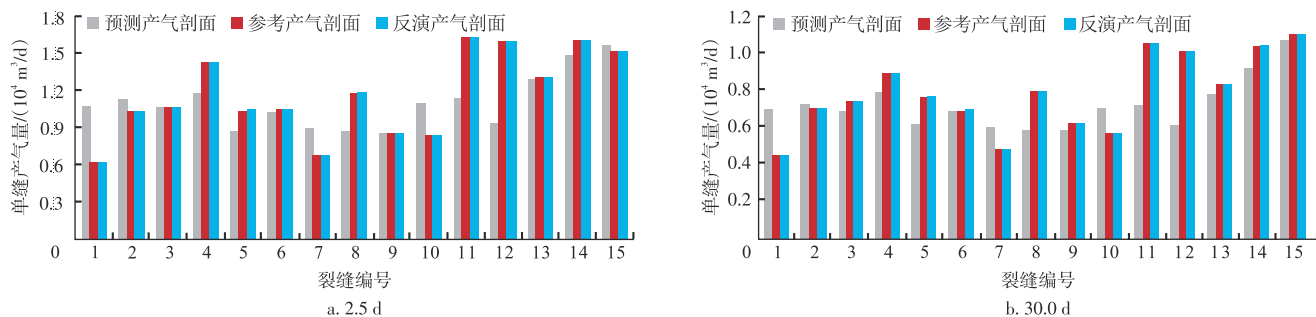


图4 不同时刻更新前后产气剖面对比

Fig. 4 Comparison of gas production profile before and after updating at different times

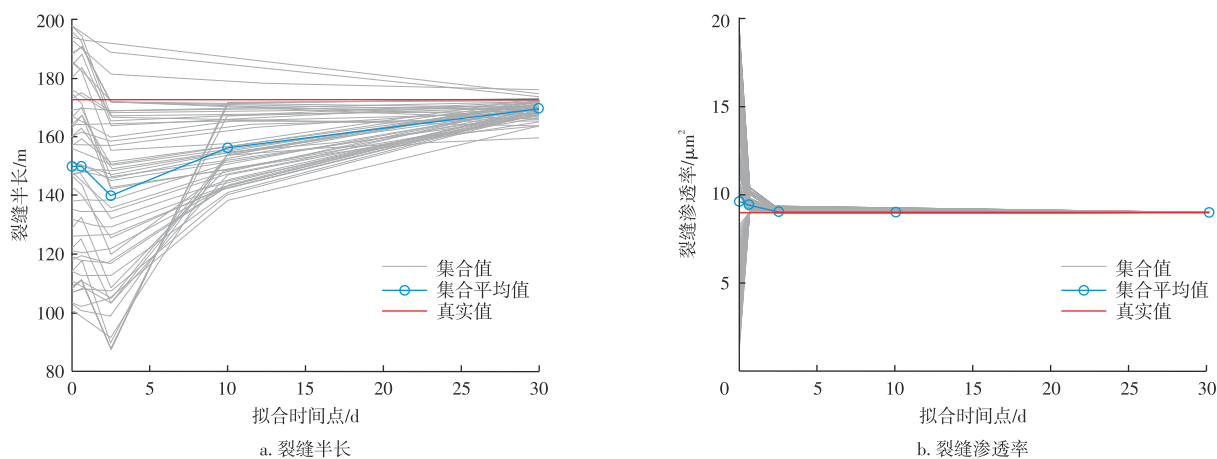


图5 裂缝参数演化过程

Fig. 5 Evolution process of fracture parameters

同化而逐步修正,其余各段裂缝也呈现相似的演化规律。结果显示,集合平均的裂缝半长在最后2个观测时段才逐渐收敛至真实值附近,而裂缝渗透率在前2个观测时段就已快速逼近真实值。这一演化特征与上述“裂缝渗透率对早期产量影响显著,裂缝半长主要控制后期产能”的结论完全吻合,进一步验证了反演过程的合理性。

3 基于实例井产气剖面的裂缝参数反演

3.1 实例井基本情况

YY-H1井是位于四川盆地JY区块沙溪庙组沙一段致密砂岩气藏一口多段多簇压裂水平井。该井压裂段长为1281 m,压裂段数为12段。基于实际地质模型,建立了三维非均质数值模拟模型,模型网格为 $41 \times 71 \times 20$,平面上和垂向上储层物性均有变化,水平井穿过层位物性较好(图6a)。由于该井采用了带有量子点聚合物涂层的支撑剂,通过统计分析地面产出气样和水样,可实现对该井产气剖面的长期监测。但该方法只能获得各段裂缝整体产出情况,尚无法分辨各段内不同射孔簇的

贡献。因此,为了减少反演裂缝数目,提高运算速度,在裂缝参数反演过程中,将多段多簇裂缝简化为多段单簇裂缝(图6b)。各压裂段裂缝方位角基于微地震监测结果确定。

该井返排期间井口压力变化、产气量变化以及5个气取样时刻如图7a所示。基于5个气取样点解释得到的产气剖面如图7b所示。由于第5个取样时刻下(第11天)井口压力波动较大,只采用第10天前的4个产气剖面监测数据进行裂缝参数反演。并通过模拟压裂井注入过程,即首先以井口压力为施工压力,注入液量为施工总液量注入,初始化压裂后的压力场和饱和度场^[29]。

3.2 实例井裂缝参数反演

将集成员个数设为50,采用随机生成的裂缝半长(20~200 m)和裂缝渗透率($0.1 \sim 25.0 \mu\text{m}^2$)作为各段裂缝初始集合的静态参数,依次拟合前4个取样时刻的产气剖面监测数据,反演各段裂缝半长和裂缝渗透率。为了便于同时拟合单井产气量和各段裂缝产出贡献率,此处产气剖面监测数据指各段裂缝产出贡献率与单井产气

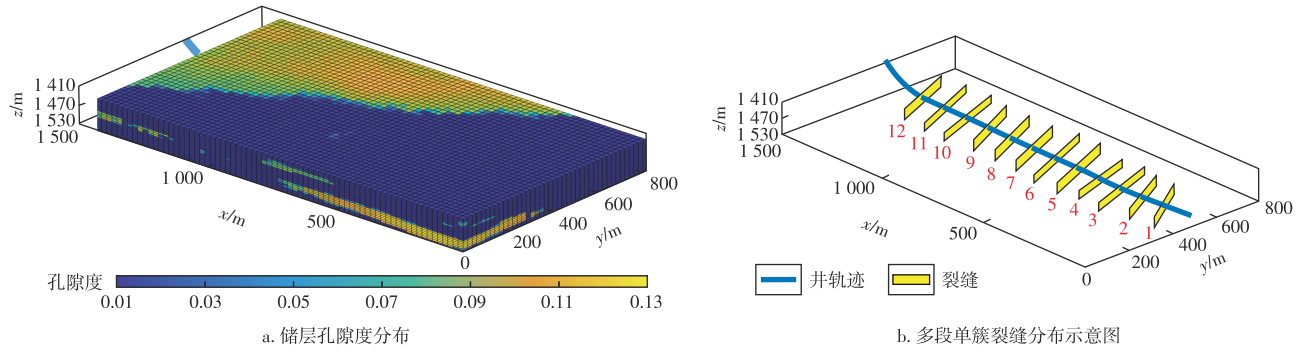


图6 四川盆地JY区块YY-H1井基本情况

Fig. 6 Basic conditions of well YY-H1 in block JY, Sichuan Basin

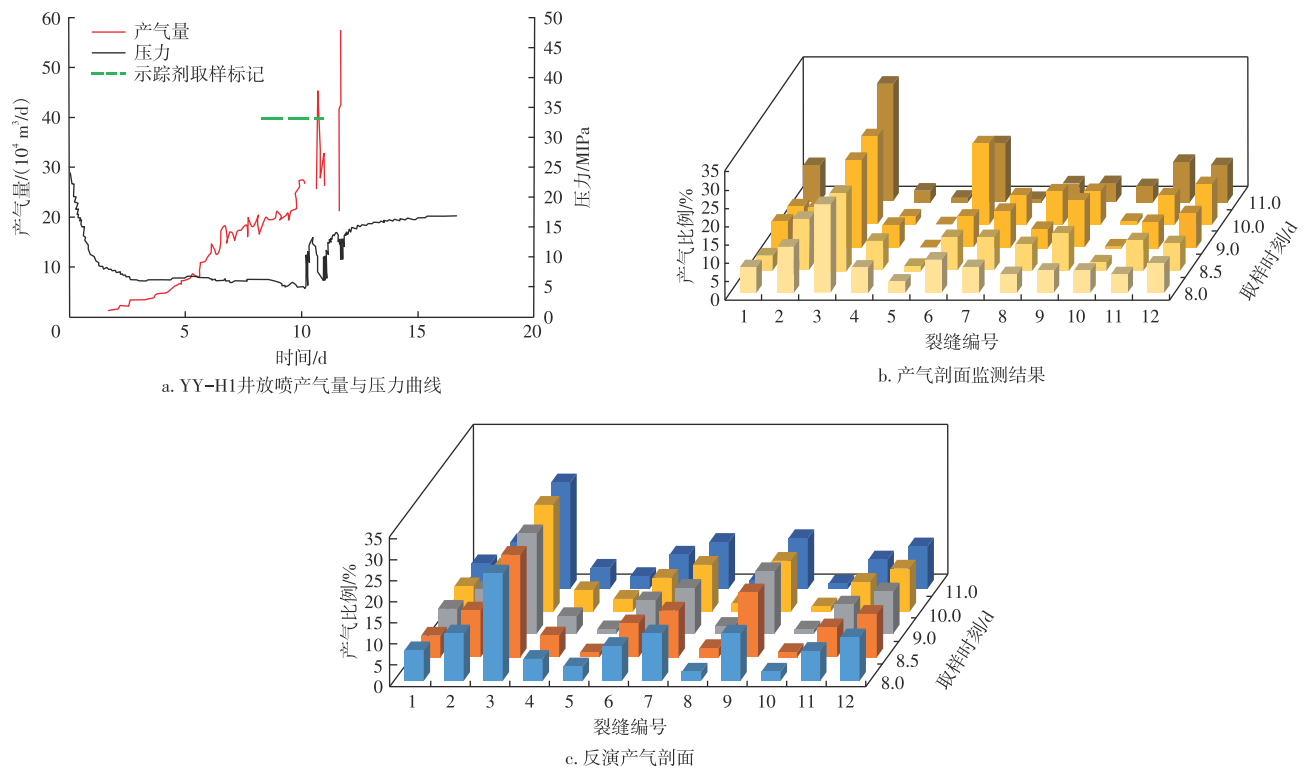


图7 四川盆地JY区块YY-H1井产出及反演产气剖面

Fig. 7 Production and inverted gas production profile of well YY-H1 in block JY, Sichuan Basin

量的乘积,即各段裂缝产气量。基于更新后裂缝参数预测的产气剖面如图7c所示。

由图7b和图7c对比可知,反演得到的产气剖面基本趋势同实测产气剖面保持一致。实测的各段裂缝产气贡献率随时间有较大波动,反演的各段裂缝产气贡献率随时间基本不变化。由于各监测时刻间隔时间较短,实际各段裂缝产气贡献率随时间的波动应较小。此处实测的各段裂缝产气贡献率随时间的较大波动为取样和解释误差导致。由图8可知,反演的裂缝半长与微地震监测裂缝半长之间的相对误差均低于8%。这说明基于产气剖面可较为准确地反演出各段裂缝参数。

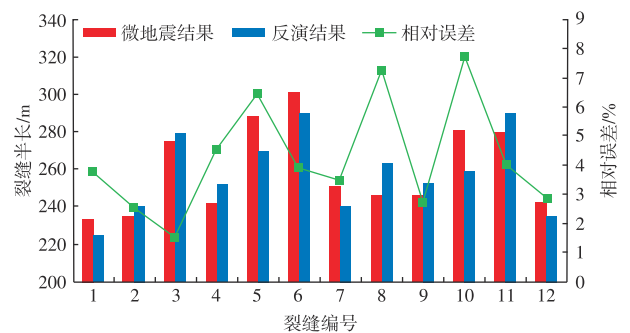


图8 微地震监测裂缝半长与产气剖面反演裂缝半长对比
Fig. 8 Comparison of fracture half-length from microseismic monitoring and fracture half-length from gas production profile inversion

4 结论

1) 虽然增加裂缝缝长和裂缝渗透率均能提高致密气产量,但裂缝半长和渗透率对裂缝产量的影响在不同时间段上表现不同。生产初期的单缝产量受裂缝渗透率的影响较大,随生产时间推进,裂缝渗透率对单缝产量的影响逐渐下降;生产中后期的单缝产量受裂缝半长的影响较大,随生产时间推进,裂缝半长的影响逐渐增加。

2) 基于人造模型裂缝参数反演结果表明,EnKF这种按时间顺序推进的数据拟合方法可以考虑不同时期裂缝半长和渗透率对产量的影响,裂缝半长反演的相对误差不超过6.30%,裂缝渗透率反演的相对误差不超过0.88%。

3) 基于实际井产气剖面的裂缝参数反演进一步验证,EnKF可同时反演非均质致密气藏各压裂段的裂缝半长和裂缝渗透率,反演的裂缝半长与微地震监测半缝长相对误差低于8%,进一步证实了该方法的可靠性。

参考文献

- [1] 罗山贵,赵玉龙,肖红林,等.基于混合优化算法和深度神经网络模型结合的致密砂岩气藏裂缝参数优化[J].天然气工业,2024,44(9):140-151.
LUO Shangui, ZHAO Yulong, XIAO Honglin, et al. Fracture parameter optimization of tight sandstone gas reservoirs based on the hybrid optimization algorithm and deep neural network model[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(9): 140-151.
- [2] 孔祥伟,谢昕,王存武.基于综合可压指数的煤层气水平井压裂分段参数优化[J].油气藏评价与开发,2024,14(6):925-932.
KONG Xiangwei, XIE Xin, WANG Cunwu. Optimization of segmented fracturing parameters for coalbed methane horizontal wells based on comprehensive fracability index[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(6): 925-932.
- [3] 蒋恕,李园平,杜凤双,等.提高页岩气藏压裂井射孔簇产气率的技术进展[J].油气藏评价与开发,2023,13(1):9-22.
JIANG Shu, LI Yuanping, DU Fengshuang, et al. Recent advancement for improving gas production rate from perforated clusters in fractured shale gas reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 9-22.
- [4] 杨兆中,袁健峰,张景强,等.四川盆地海相页岩水平井压裂裂缝研究进展及认识[J].油气藏评价与开发,2024,14(4):600-609.
YANG Zhaozhong, YUAN Jianfeng, ZHANG Jingqiang, et al. Research progress and understanding of fracturing fractures in horizontal wells of marine shale in Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 600-609.
- [5] 傅英,郭建春,王书彬.裂缝诊断技术[J].西部探矿工程,2006,18(5):77-79.
FU Ying, GUO Jianchun, WANG Shubin. Fracture diagnosing technique[J]. West-China Exploration Engineering, 2006, 18(5): 77-79.
- [6] 侯梦如,梁冰,孙维吉,等.矿物界面刚度对页岩水力压裂裂缝扩展规律的影响研究[J].油气藏评价与开发,2023,13(1):100-107.
HOU Mengru, LIANG Bing, SUN Weiji, et al. Influence of mineral interface stiffness on fracture propagation law of shale hydraulic fracturing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 100-107.
- [7] 王旭,刘得军,吴世伟,等.基于大地电磁监测方法的水力裂缝响应模拟[J].石油钻探技术,2023,51(6):115-119.
WANG Xu, LIU Dejun, WU Shiwei, et al. Simulation of hydraulic fracture responses based on a magnetotelluric monitoring method[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(6): 115-119.
- [8] CHILDERS D, WU X. Fracture diagnostic technologies with process workflow for implementation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208: 109778.
- [9] MAHMOUD A, GOWIDA A, ALJAWAD M S, et al. Advancement of hydraulic fracture diagnostics in unconventional formations[J]. Geofluids, 2021, 2021: 4223858.
- [10] 贾利春,陈勉,金衍.国外页岩气井水力压裂裂缝监测技术进展[J].天然气与石油,2012,30(1):44-47.
JIA Lichun, CHEN Mian, JIN Yan. Technical progress in overseas hydraulic fracture monitoring techniques for shale gas well[J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(1): 44-47.
- [11] 秦佳正,程时清,何佑伟,等.压裂水平井裂缝和水平井筒不规则产油试井分析[J].大庆石油地质与开发,2018,37(2):88-95.
QIN Jiazheng, CHENG Shiqing, HE Youwei, et al. Well test analyses of the non-uniform oil production from the fractured horizontal well fractures and its wellbore[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(2): 88-95.
- [12] HE Y, CHENG S, RUI Z, et al. An improved rate-transient analysis model of multi-fractured horizontal wells with non-uniform hydraulic fracture properties[J]. Energies, 2018, 11(2): 393.
- [13] LUO H, LI Y, LI H, et al. Simulated annealing algorithm-based inversion model to interpret flow rate profiles and fracture parameters for horizontal wells in unconventional gas reservoirs[J]. SPE Journal, 2021, 26(4): 1679-1699.
- [14] ELAHI S H, JAFARPOUR B. Dynamic fracture characterization from tracer-test and flow-rate data with ensemble Kalman filter[J]. SPE Journal, 2018, 23(2): 449-466.
- [15] JIANG J, SHENG J, GORELL S. Inversion of production data using an ensemble smoother to determine the geometry of hydraulic fractures[C]// Paper SPE-197094-MS presented at the SPE Liquids-Rich Basins Conference - North America, Odessa, Texas, November 2019.
- [16] 张烈辉,刘沙,雍锐,等.基于EDFM的致密油藏分段压裂水平井数值模拟[J].西南石油大学学报(自然科学版),2019,41(4):1-11.
ZHANG Liehui, LIU Sha, YONG Rui, et al. EDFM-based numerical simulation of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing in tight reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2019, 41(4): 1-11.
- [17] SHAKIBA M, CAVALCANTE FILHO J S D A, SEPEHRNOORI K. Using Embedded Discrete Fracture Model(EDFM)in numerical

- simulation of complex hydraulic fracture networks calibrated by microseismic monitoring data[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 55: 495–507.
- [18] SANDVE T H, BERRE I, NORDBOTTEN J M. An efficient multi-point flux approximation method for Discrete Fracture–Matrix simulations[J]. *Journal of Computational Physics*, 2012, 231(9): 3784–3800.
- [19] LEE S H, JENSEN C L, LOUGH M F. Efficient finite-difference model for flow in a reservoir with multiple length-scale fractures[J]. *SPE Journal*, 2000, 5(3): 268–275.
- [20] 李俊超,戴城,方思冬.基于微地震约束的多尺度复杂压裂缝网自动反演新方法[J]. *天然气工业*, 2023, 43(12): 46–54.
- LI Junchao, DAI Cheng, FANG Sidong. An automatic inversion method for parameter determination of multi-scale complex hydraulic fracture network based on microseismic constraint[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(12): 46–54.
- [21] 李昱珪.基于嵌入离散裂缝的致密油压裂缝网形态及参数反演方法[D].中国石油大学(华东),2020.
- LI Yuyao. An inversion framework to characterize fracture network and reservoir properties in tight oil based on embedded fracture[D]. *China University of Petroleum(East China)*, 2020.
- [22] LIE K A. An introduction to reservoir simulation using MATLAB/GNU octave[M]. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2019.
- [23] Advanced modeling with the MATLAB reservoir simulation toolbox [M]. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2021.
- [24] NÆVDAL G, JOHNSEN L M, AANONSEN S I, et al. Reservoir monitoring and continuous model updating using ensemble Kalman filter[J]. *SPE Journal*, 2005, 10(1): 66–74.
- [25] THULIN K, LI G, AANONSEN S I, et al. Estimation of initial fluid contacts by assimilation of production data with EnKF[C]// Paper SPE-109975-MS prepared at the 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California, USA, November 2007.
- [26] 王玉斗,李高明,李茂辉.集合卡尔曼滤波方法在非线性油藏问题中的应用[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2010, 34(5): 188–192.
- WANG Yudou, LI Gaoming, LI Maohui. Application of ensemble Kalman filter in nonlinear reservoir problem[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Nature Science)*, 2010, 34(5): 188–192.
- [27] LIN R, LI G, ZHAO J, et al. Productivity model of shale gas fractured horizontal well considering complex fracture morphology[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 208: 109511.
- [28] MORADIDOWLATABAD M, JAMIOLAHMADY M. The lifetime performance prediction of fractured horizontal wells in tight reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 42: 142–156.
- [29] 卞晓冰,蒋廷学,苏瑗,等.裂缝参数对压裂后页岩气水平井排采影响[J]. *特种油气藏*, 2014, 21(4): 126–129.
- BIAN Xiaobing, JIANG Tingxue, SU Yuan, et al. Influence of fracture parameters on post-fracturing shale gas production in horizontal well[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(4): 126–129.

(编辑 郭群)