石油钻探技术
PETROLEUM DRILLING TECHNIQUES
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

深部地层智能压井多解性分析与优化策略

王志远 梁沛智 陈科杉 仇志 张剑波 孙宝江

Multi-solution Analysis and Optimization Strategy for Intelligent Well Killing in Deep Formation

WANG Zhiyuan, LIANG Peizhi, CHEN Keshan, ZHANG Zhi, ZHANG Jianbo, SUN Baojiang

在线阅读 View online: http://doi.org/10.11911/syztjs.2024034

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

基于支持向量机的钻井工况实时智能识别方法

Real-Time Intelligent Identification Method under Drilling Conditions Based on Support Vector Machine

石油钻探技术. 2019, 47(5): 28–33 http://doi.org/10.11911/syztjs.2019033

无安全压力窗口裂缝性地层五步压回法压井方法

A Five-Step Bullheading Killing Well Control Method for Fractured Formations without a Safety Pressure Window

石油钻探技术. 2018, 46(6): 20–25 http://doi.org/10.11911/syztjs.2018157

多层合采智能井井筒温度场预测模型及应用

Temperature Field Prediction Model for Multi-Layer Commingled Production Wellbore in Intelligent Wells and It's Application

石油钻探技术. 2019, 47(4): 83–91 http://doi.org/10.11911/syztjs.2019049

基于声波时差数据波动性识别异常压实地层的方法

A Method for Identifying Abnormally Compacted Strata Based on the Fluctuation of Interval Transit Time Data

石油钻探技术. 2019, 47(6): 111–115 http://doi.org/10.11911/syztjs.2019136

基于人工智能的抽油机井结蜡预警方法

An Early Warning Method Based on Artificial Intelligence for Wax Deposition in Rod Pumping Wells

石油钻探技术. 2019, 47(4): 97–103 http://doi.org/10.11911/syztjs.2019093

基于早期返排历史数据的水平井分段压裂效果评价方法

Post-Frac Evaluation of Multi-Stage Fracturing on Horizontal Wells Based on Early Flowback History

石油钻探技术. 2021, 49(6): 1–7 http://doi.org/10.11911/syztjs.2021136

扫码关注公众号，获取更多信息！

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2024034

引用格式：王志远，梁沛智，陈科杉，等. 深部地层智能压井多解性分析与优化策略 [J]. 石油钻探技术，2024, 52(2)：1-10.

WANG Zhiyuan, LIANG Peizhi, CHEN Keshan, et al. Multi-solution Analysis and Optimization Strategy for Intelligent Well Killing in Deep Formation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 1-10.

深部地层智能压井多解性分析与优化策略

王志远， 梁沛智， 陈科杉， 仉 志， 张剑波， 孙宝江

（中国石油大学（华东）石油工程学院，山东青岛 266580）

摘 要：深部地层油气资源开发时普遍存在地质条件复杂、钻井周期长和井筒压力控制困难等问题，采用智能压井方法结合多源实时信息反馈，可实现井筒内气液分布状态和压力变化规律的实时预测与更新，但不同修正系数组合可能得到相同的压力计算结果，导致模型存在多解性难题。为此，分析了不同历史时间节点解空间形态的演变规律，揭示了模型多解性的本质源于少量数据约束下模型训练的不完善性；并对应建立了基于实时信息序列的模型全局训练优化方法及动态随机种群训练优化方法，测试了其对于模型全局最优解的搜索能力及适用条件。测试结果表明，全局训练优化方法在压井初期能够实现精准调控，但计算耗时较长；而动态随机种群训练优化方法在压井初期与预期值略有差异，但计算耗时较小。根据可用计算资源情况选择合适的训练优化方法，可实现多源实时数据约束下模型关于井筒气液流动规律的深度学习。

关键词：深部地层；智能压井方法；模型多解性；多源实时数据约束；训练优化方法

中图分类号：TE21;TE28+3 **文献标志码：**A **文章编号：**1001–0890（2024）02–0001–10

Multi-solution Analysis and Optimization Strategy for Intelligent Well Killing in Deep Formation

WANG Zhiyuan, LIANG Peizhi, CHEN Keshan, ZHANG Zhi, ZHANG Jianbo, SUN Baojiang

(*School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum*(*East China*), *Qingdao, Shandong,* 266580*, China*)

Abstract: Complex geological conditions, long drilling cycle and difficult wellbore pressure control are common problems in deep formation oil and gas resource development. The intelligent well killing method, combined with multi-source real-time information feedback, can realize real-time prediction and update of gas-liquid distribution and pressure change law in the wellbore. However, the combination of different correction factors involved in the intelligent kill model may get the same pressure calculation result, which leads to the problem of multiple solutions in the model. By analyzing the evolution law of the spatial form of the solution at different historical time nodes, it is revealed that the essence of the multi-solution of the model comes from the imperfection of the model training under the constraint of a small amount of data. The model global training optimization method based on real-time information sequence and the dynamic random population training optimization method are established correspondingly, and their search ability and applicable conditions for the global optimal solution of the model are tested. The results show that the global training optimization method can achieve accurate control in the early stage of well killing, but the calculation time is long. The dynamic random population training optimization method is slightly different from the expected value in the initial stage of well killing, but the calculation time is less. According to the available computing resources, a suitable training optimization method can be selected to realize the deep learning of the gas-liquid flow law under the constraints of multi-source real-time data.

Key words: deep formation; intelligent well killing method; model multi-solution; multi-source real-time data constraints; training optimization method

收稿日期：2023-12-14；**改回日期：**2024-03-06。

作者简介：王志远（1981—），男，山东泰安人，2004 年毕业于石油大学（华东）石油工程专业，2009 年获中国石油大学（华东）油气井工程专业博士学位，教授，博士生导师，主要从事油气井多相流动理论及应用、海洋石油工程，水合物开发及流动保障等方面的研究工作。E-mail: wangzy1209@126.com。

基金项目：国家自然科学基金基础科学中心项目“超深特深层油气钻采流动调控”（编号：52288101）、山东省重点研发计划项目“深水复杂钻井多相流动模拟关键技术与监测装备”（编号：2022CXGC020407）和国家自然科学基金联合基金重点项目“深水控压钻完井地层-井筒多场耦合机理与压力调控”（编号：U21B2069）联合资助。

随着油气资源勘探不断深入，深部和超深部油气资源已成为我国油气勘探开发的重要领域[1–5]。然而，油气环境日益复杂，导致深井、超深井钻探时面临着诸多技术挑战，如地层条件复杂、高温高压、施工周期长等，对安全和高效的钻进提出了严格要求[6–10]。在这一背景下，压井技术作为保障井下作业安全和高效进行的关键手段备受关注，而传统的压井方法主要依赖于固定的立压和套压变化曲线进行控制，缺乏对井筒内复杂多相流型、流体相态和流动规律的实时响应能力。为了解决这一问题，范军等人[11–12]考虑了储层渗透率与钻开储层厚度等因素的影响，建立了动态多相流动方程组。孙宝江等人[13–14]针对深水井控的特点，考虑深水钻井外部的多温度梯度环境和天然气水合物相变，建立了七组分井筒多相流控制方程。O. L. A. Santos[15]提出的深水井涌模型考虑了气液间的滑脱及空隙率的影响，但未考虑井眼形状变化。H. V. Nickens[16]建立的多相流模型考虑气液相质量变化及混合物的动量变化，并考虑了两相滑脱、井眼形状等对压力的影响。J. O. L. Nunes 等人[17]提出的解析模型主要适用于计算稳态时的情况，主要采用段塞流流型进行计算，在气侵量较大时较为适用。虽然已有许多学者将影响井筒气液混合流体物性参数及运移规律的关键因素纳入考虑范围，但由于地质条件和井筒流体流动特性的复杂性，现有模型仍然存在较大的计算误差，无法准确描述井筒内气液分布状态和压力变化规律。

目前，随着传感技术、物联网技术的发展和智能化数字钻井技术的进步，石油钻采监测数据量剧增，且呈现工业大数据特点[18–23]。其中，井下随钻数据、井口实测数据等多源信息不仅反映了复杂环境下井筒流体物性参数和运动参数的实时变化，还包括所钻地层岩石性质及压力体系分布等信息。因此，笔者针对传统模型存在的计算误差大的问题，结合井口实测数据及井下温压数据等多源信息，研究不确定性流动参数变化与实时数据间的映射关系，提出了实时数据约束下不确定性参数的智能反演方法；针对压井初期少量数据约束下模型的多解性问题，构建了基于连续时间序列的模型全局训练优化方法与动态随机种群训练优化方法，实现了对井筒内气液分布状态的精确表征、压力变化规律的实时预测和多源数据约束下压井曲线的实时更新，提高了压井的安全性和效率。

1　智能压井模型及其多解性分析

1.1　井筒不确定性参数计算方法

多相流动模型计算过程分析表明，误差主要来源于漂移流动模型中气相分布系数 C_0 与气体滑脱速度 v_{gm} 计算方程和多相流摩阻系数 f_{tp} 计算方程的不准确性。其中，C_0 取值反映了环空截面处气体分布特征，影响着环空多相流流型转化，并决定了溢流及循环压井过程中环空压力分布的变化幅度；v_{gm} 取值反映了侵入气体的运移速度分布，决定了气体前缘位置及环空压力分布的变化速度；f_{tp} 取值反映了裸眼井段及套管内壁对环空流体的阻尼特性，从而影响了环空压力分布的变化幅度。因此 C_0 与 v_{gm} 的精确性可保证井筒内气液分布状态的精确计算，f_{tp} 的精确性可保证压力变化规律的精确计算。

现有计算 C_0 与 v_{gm} 的方程，一方面依赖于室内实验[24–27]，无法完全复刻井下复杂温压环境及侵入流体的高压物性，使得漂移流动模型无法针对特定的井筒环境精确计算出空隙率分布；另一方面，由于储层区块复杂的地层特性分布，侵入流体类型具有不确定性（例如，侵入流体为酸性气体时，需考虑其在钻井液中的溶解特性；深层钻井大温差环境条件下，需考虑侵入流体的相变特性等），导致固化的漂移流动模型难以准确预测井筒空隙率分布的变化规律[27–28]。因此，为了实现井筒空隙率分布和压力变化的精确求解，建立了计算漂移流动关键参数 C_0、v_{gm} 及摩阻系数 f_{tp} 的修正方程：

$$C_0 = Cr_{C_0} \cdot f_{C_0}\left(\frac{\rho_g}{\rho_l}, \frac{\bar{v}_g \rho_l D}{\mu_l}, \frac{v_{sg}}{v_{sg}+v_{sl}}, \frac{m_g}{m_g+m_l}, f_{tp}, \theta, E_g\right) \tag{1}$$

$$v_{gm} = Cr_{v_{gm}} \cdot f_{v_{gm}}\left(\frac{\rho_g}{\rho_l}, \frac{\bar{v}_g \rho_l D}{\mu_l}, \frac{v_{sg}}{v_{sg}+v_{sl}}, \frac{m_g}{m_g+m_l}, f_{tp}, \theta, E_g\right) \tag{2}$$

$$f_{tp} = Cr_{f_{tp}} \cdot f_{f_{tp}}\left(\frac{\bar{v}_g \rho_l D}{\mu_l}, \frac{\varepsilon}{D}\right) \tag{3}$$

式中：C_0 为气相分布系数；Cr_{C_0} 为气相分布修正系数；v_{gm} 为气体滑脱速度，m/s；$Cr_{v_{gm}}$ 为气体滑脱速度修正系数；f_{tp} 为两相摩阻系数；$Cr_{f_{tp}}$ 为多相流摩阻修正系数；$f_{C_0}(\cdot)$、$f_{v_{gm}}(\cdot)$、$f_{f_{tp}}(\cdot)$ 分别为包含所需计算参数的 C_0、v_{gm}、f_{tp} 的原有经验方程，不同学者建立的经验方程有所差异；ρ_g、ρ_l 分别为气相、液相密度，kg/m^3；μ_l 为液相黏度，Pa·s；$\bar{v}_g$ 为气相平均速度，m/s；D 为管道水力直径，m；v_{sg}、v_{sl} 分别为气相、

液相表观速度，m/s；m_g、m_l 分别为气相、液相质量流量，kg/s；θ 为管道倾角，(°)；E_g 为截面含气率；ε 为管道水力粗糙度，m。

式(1)—(3)表明，C_0、v_{gm} 及 f_{tp} 的修正方程是原有经验方程分别乘以修正系数 Cr_{C_0}、$Cr_{v_{gm}}$ 及 $Cr_{f_{tp}}$，当经验方程计算误差较大时，可通过调整修正系数保证计算的精确性。因此，引入修正方程，可以将多相流动模型的校正问题转化为多源实时数据约束下多元修正系数的反演求解工作。结合井下随钻数据、井口实测数据等信息，可设定目标函数 F：

$$F\left(Cr_{C_0},Cr_{v_{gm}},Cr_{f_{tp}}\right)=\sum_{i=1}^{N}\left[p_{m,i}(t)-p(i,t)\right]^2 \qquad (4)$$

式中：N 为监测点总数；$p_{m,i}(t)$ 为监测点 i 位置处于 t 时刻的井筒压力测量值，Pa；$p(i, t)$ 为对应监测点 i 位置处井筒压力模拟值，Pa。

多源信息约束下多相流动模型的实时修正可具体描述为寻找合适的 Cr_{C_0}，$Cr_{v_{gm}}$ 与 $Cr_{f_{tp}}$ 使得目标函数取得极小值，其本质为目标函数 F 约束下的多目标优化问题。研究采用遗传算法计算 F 极小值点对应的 Cr_{C_0}、$Cr_{v_{gm}}$ 与 $Cr_{f_{tp}}$，其将随机的参数取值模拟为染色体种群，基于种群适应度的选择和重组过程产生下一代的继承群体，即更适应目标函数的 Cr_{C_0}、$Cr_{v_{gm}}$ 与 $Cr_{f_{tp}}$。重组过程中，选择亲本染色体并重组其遗传物质，产生的子染色体随后流入继承群体，算法的迭代过程即为一系列的连续世代进化过程，其中染色体的平均适应度不断提高，直至达到算法终止条件。其流程主要包括染色体编码，目标函数及染色体选择、重组和进化方案[27, 29]。详细智能压井模型及修正参数优化过程可参考文献 [27]。

1.2　智能压井模型多解性分析

上述分析可知，$Cr_{v_{gm}}$ 主要控制气相的运移速度，对井筒压力分布的影响较小；而 Cr_{C_0} 与 $Cr_{f_{tp}}$ 分别通过影响井筒静液柱压力与环空摩阻实现井筒压力分布的调控，因此在同一目标函数 F(Cr_{C_0}，$Cr_{v_{gm}}$，$Cr_{f_{tp}}$)约束下，可能存在不同的 Cr_{C_0}，$Cr_{f_{tp}}$ 组合满足 F 的全局最小化，即 Cr_{C_0} 与 $Cr_{f_{tp}}$ 对井筒压力的双重调节作用可能导致目标函数 F 的多解性。

以我国西部某案例井为例[27, 30]进行计算分析。该井井深 3 954 m；地温梯度 3.0 ℃/100m；钻井排量 0.03 m^3/s；钻井液类型为水基钻井液，密度 1 200 kg/m^3，比热容 1 800 J/(kg·℃)，导热系数 0.82 W/(m·℃)；打开储层厚度 10 m，储层比热容 832 J/(kg·℃)；钻杆/套管导热系数 50 W/(m·℃)；水泥环比热容 900 J/(kg·℃)，导热系数 0.75 W/(m·℃)。该井采用四级井身结构，三开采用 ϕ311.1 mm 钻头钻至 3 370 m 处，下入壁厚 11.0 mm 的 ϕ244.4 mm 技术套管，四开采用 ϕ215.9 mm 钻头配合 ϕ127.0 mm 钻杆钻进至 3 954 m。钻具组合为：ϕ215.9 mm 钻头+ϕ152.4 mm 钻铤×1 根+ϕ209.5 mm 稳定器+ϕ152.4 mm 钻铤×1 根+ϕ209.5 mm 稳定器+ϕ152.4 mm 钻铤×5 根+ϕ127.0 mm 加重钻杆×12 根+ϕ127.0 mm 钻杆。

结合该案例井数据，得到不同 $Cr_{f_{tp}}$ 取值条件下 Cr_{C_0} 变化对井底压力计算结果的影响规律(见图 1)。从图 1 可以看出，Cr_{C_0} 变化使得井底压力呈非线性变化趋势，随着 Cr_{C_0} 增加，井底压力的增长幅度逐渐减小，而 $Cr_{f_{tp}}$ 的增加则会引起井底压力的线性增加。从图 1 中红色虚线可以得出，不同的 Cr_{C_0} 与 $Cr_{f_{tp}}$ 组合可以产生相同的井底压力。

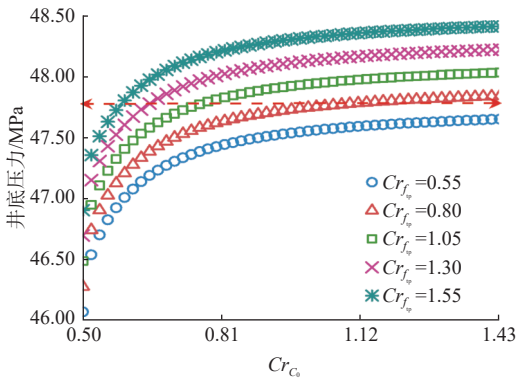
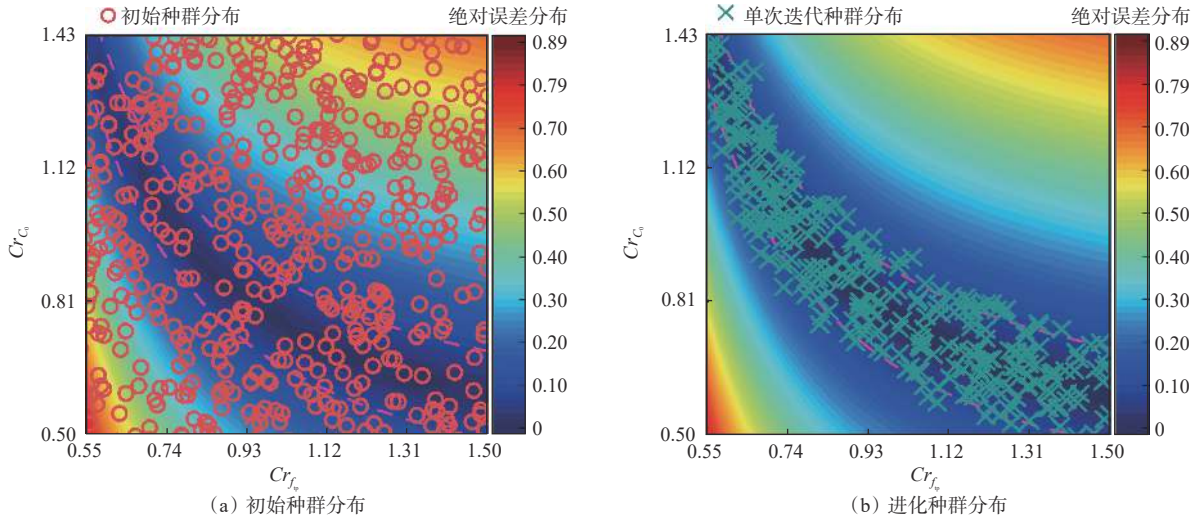


图 1　不同修正系数组合对井底压力的调控规律

Fig.1　Regulation law of different correction coefficient combinations on bottom hole pressure

修正系数取值过大或过小，会导致多相流模型求解出现不收敛的现象。经过对案例井的反复测试求解，设置修正系数 Cr_{C_0} 取值范围为 0.50～1.43，$Cr_{f_{tp}}$ 取值范围为 0.55～1.50，以井底压力实测值与模拟值误差的绝对值为目标函数，绘制不同 Cr_{C_0} 与 $Cr_{f_{tp}}$ 组合进化前后的误差分布云图(见图 2)。从图 2 可以看出，随机初始种群经过遗传算法计算得到的最优解收敛至图 2(b)中所示的红色包络线区域，即 Cr_{C_0} 与 $Cr_{f_{tp}}$ 组合形成的二维空间存在井底压力的“等高线”，表明在目标函数 F 的约束下，由于少量数据条件下多相流动模型无法准确反演井筒空隙率分布及气相运移规律，从而存在无穷多组 Cr_{C_0} 与 $Cr_{f_{tp}}$ 组合满足其局部最优化。因此，应综合考虑压井过程中井筒气液流动参数的变化规律，利用实时信息构成的连续时间序列进行多相流动模型的训练与完善。



（a）初始种群分布　　（b）进化种群分布

图 2　单一目标函数约束下修正系数组合的多解性

Fig.2　Multiplicity of the modified coefficient combination

2　模型全局训练优化方法

2.1　历史节点空隙率对参数计算的影响

通过分析井筒多相流模型求解过程中空隙率计算流程及其内在原理，可以解决目标函数 F 的多解性问题。井筒单位空间节点(i, j)空隙率计算流程为：假设空隙率 $E_g(i, j)$，结合连续性方程计算气相真实速度 v_{g1}，结合漂移流动模型计算气相真实速度 v_{g2}；循环迭代 E_g，使得 v_{g1} 与 v_{g2} 之间的相对误差满足许可值，从而求解空隙率。气相、液相连续性方程为：

$$\frac{\partial\left(AE_g\rho_g\right)}{\partial t}+\frac{\partial\left(AE_g\rho_g v_g\right)}{\partial s}=0 \tag{5}$$

$$\frac{\partial\left(AE_l\rho_l\right)}{\partial t}+\frac{\partial\left(AE_l\rho_l v_l\right)}{\partial s}=0 \tag{6}$$

式中：A 为环空横截面积，m^2；v_g、v_l 分别为气相、液相真实速度，m/s；t 为时间，s；s 为空间距离，m；E_l 为持液率。

采用一阶向后差分对时间偏导，并采用一阶迎风差分对空间偏导，可以得到当气相、液相速度均为正时 j 时刻气相、液相连续性方程的离散格式和漂移流动关系式：

$$\frac{\left(AE_g\rho_g\right)_i^j-\left(AE_g\rho_g\right)_i^{j-1}}{t_{\text{step}}}+\frac{\left(AE_g\rho_g v_g\right)_i^j-\left(AE_g\rho_g v_g\right)_{i-1}^j}{x_{\text{step}}}=0 \tag{7}$$

$$\frac{\left(AE_l\rho_l\right)_i^j-\left(AE_l\rho_l\right)_i^{j-1}}{t_{\text{step}}}+\frac{\left(AE_l\rho_l v_l\right)_i^j-\left(AE_l\rho_l v_l\right)_{i-1}^j}{x_{\text{step}}}=0 \tag{8}$$

$$\left(v_g\right)_i^j=C_0\left[\left(E_g v_g\right)_i^j+\left(E_l v_l\right)_i^j\right]+v_{gm} \tag{9}$$

式中：t_{step} 为时间步长，s；x_{step} 为空间步长，m。

综合式（7）—式（9），可得气相速度的表达式：

$$\left(v_{g1}\right)_i^j=\frac{K_g}{\left(E_g\right)_i^j}-\frac{x_{\text{step}}}{t_{\text{step}}} \tag{10}$$

其中

$$\left(v_{g2}\right)_i^j=C_0\left[K_l+K_g-\frac{x_{\text{step}}}{t_{\text{step}}}\right]+v_{gm} \tag{11}$$

$$K_g=\frac{\left(AE_g\rho_g v_g\right)_{i-1}^j}{\left(A\rho_g\right)_i^j}+\frac{x_{\text{step}}\left(E_g\rho_g\right)_i^{j-1}}{t_{\text{step}}\left(\rho_g\right)_i^j} \tag{12}$$

$$K_l=\frac{\left(AE_l\rho_l v_l\right)_{i-1}^j}{\left(A\rho_l\right)_i^j}+\frac{x_{\text{step}}\left(E_l\rho_l\right)_i^{j-1}}{t_{\text{step}}\left(\rho_l\right)_i^j} \tag{13}$$

式中：v_{g1}、v_{g2} 分别为连续性方程、漂移流动模型计算得到的气相真实速度，m/s。

修正系数 Cr_{C_0} 与 $Cr_{v_{gm}}$ 是通过调控漂移流动模型所计算的气相真实速度 v_{g2}，以实现对空隙率的调控。式（10）所示的连续性方程表明，历史时间节点空隙率 $E_g(i, j-1)$ 影响着气相真实速度 v_{g1} 的计算，因此同样对当前时间节点的空隙率计算有着显著的影响；结合式（11）所示的漂移流动模型可得，历史时间节点空隙率 $E_g(i, j-1)$ 同样影响当前时间节点漂移流动模型对气相真实速度 v_{g2} 的计算。

历史时间节点空隙率 $E_g(i, j\text{-}1)$ 变化对当前节点连续性方程及漂移模型计算结果的影响规律如图 3 所示。从图 3（a）可以看出，在不同 $E_g(i, j-1)$ 取值条件下，基于连续性方程计算的气相真实速度 v_{g1} 变化幅度较大，而基于漂移模型计算的气相真实速度

v_{g2} 变化不明显。同时，$E_g(i, j-1)$ 增大，导致当前节点基于连续性方程的气相真实速度的计算曲线随空隙率的变化速率整体增大，曲线形态整体变“陡峭”，表明此时相同的 Cr_{C_0} 变化将对应更大幅度的空隙率波动（见图 3(b)），即历史节点空隙率增大，增强了 Cr_{C_0} 的调控能力。而 Cr_{C_0} 对空隙率的大幅调控，又引发了下一节点处空隙率计算结果的变化，因此两者间的耦合促进作用将导致最优解空间形态的变化。压井过程中井筒空隙率是随着气体段塞的运移而逐渐增大的，这表明可以通过联立不同时间节点处目标函数 F 关于 Cr_{C_0} 与 $Cr_{f_{tp}}$ 的分布规律，消除修正系数组合的多解性。

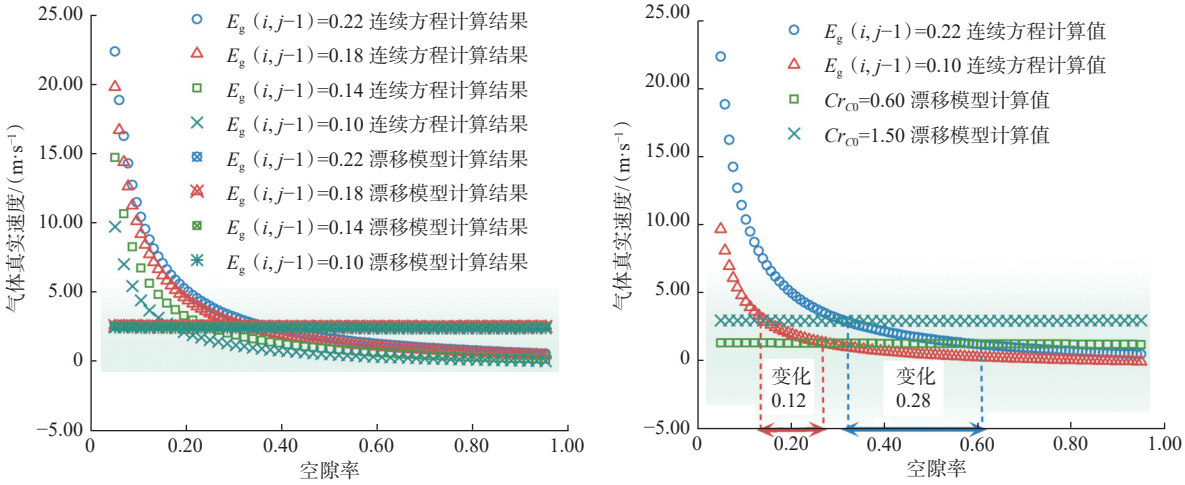


图 3　历史节点空隙率变化对于当前节点连续方程及漂移模型计算结果的影响

Fig.3　Influence of historical node void fraction change on the calculation results of current node continuity equation and drift model

2.2　解空间的形态演变规律

以 1.2 节所示案例井为例，模拟压井过程中不同时间节点解空间的形态演变规律，结果如图 4 所示。分析图 4 中包络线内最优解区域形态的演变过程可得，随着压井过程中井筒空隙率增大，Cr_{C_0} 的变化幅度逐渐减弱，表明 Cr_{C_0} 的小幅波动导致的井筒静液柱压力变化即可抵消 $Cr_{f_{tp}}$ 变化导致的环空摩阻变化，因此出现包络线形态逐渐“平缓”的趋势（对应图 4(a)—(d)中的深蓝色区域）。

2.3　全局训练下模型最优解收敛过程

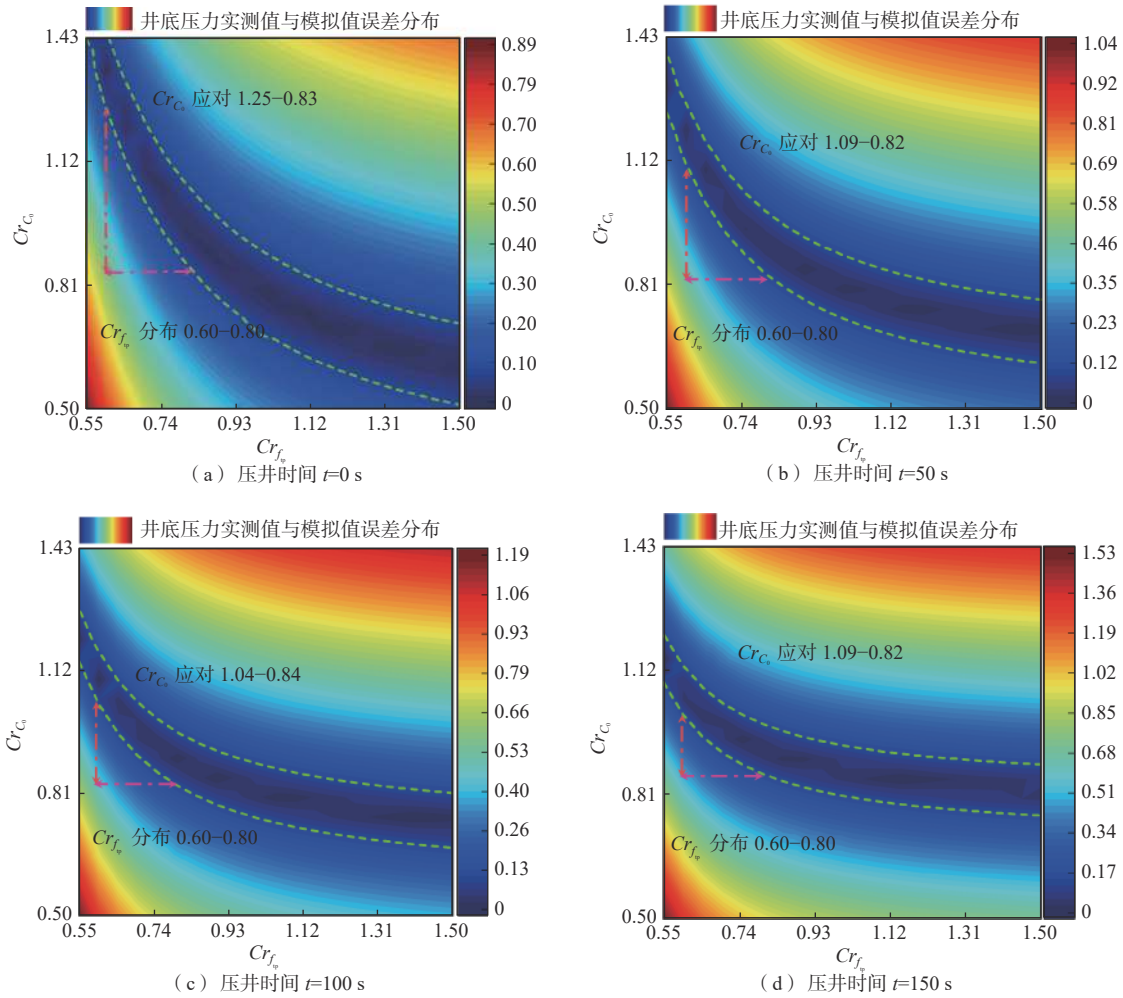
综合上述分析可以得出，在实时信息时间序列约束下最优解的搜寻过程实质上是多相流动模型关于井筒气液分布规律的深度学习过程，解空间形态的变化与收敛域的收缩则对应着模型的训练与优化。

结合 2.2 节分析可得，Cr_{C_0} 与 $Cr_{f_{tp}}$ 的最优解组合需满足图 4(a)至(d)中对应的目标函数群的全局最小化，只需重合图 4(a)至(d)中包络线区域，对应的收敛区域即为最优解区域。然而，这种图解法难以编程运算，因此将图 4(b)至(d)中的误差分布叠加至图 4(a)，叠加结果如图 5 所示。从图 5 可以看出，叠加后的红色包络线区域（即计算结果误差值等高线包裹区域）逐渐缩小，对应图 5(d)即为全局最优解。

3　动态随机种群训练优化方法

全局训练优化方法的引入解决了修正系数组合的多解性问题，且保持了较高的计算精度。然而，修正系数的全局搜索增加了计算耗时，因此需要针对计算条件相对紧张的情况，提出多解性问题的解决方法。

上述压井过程中，计算耗时的增加主要来源于修正系数 Cr_{C_0} 与 $Cr_{f_{tp}}$ 在每一个计算单元内均保持固定的取值范围，这种静态的分布区间设计忽略了相邻时间节点对应的修正系数组合之间的关联关系，导致了单位计算网格内搜索区间的扩大。因此，基于相邻计算网格对应搜索区间的函数关系，得到了修正系数种群的动态随机种群训练优化方法，该方法以上一时间节点处修正系数收敛值为中心，并选择合适的搜索半径作为修正系数的分布范围，以给定的小范围内井底压力实测值与模拟值误差的局部最小值对应的 Cr_{C_0} 与 $Cr_{f_{tp}}$ 作为单位网格内计算的修正系数组合，这样的动态搜索区域可以大幅减小单位计算网格内的计算耗时。



（a）压井时间 t=0 s　（b）压井时间 t=50 s

（c）压井时间 t=100 s　（d）压井时间 t=150 s

图 4　压井过程中解空间形态的演化规律

Fig.4　Evolution law of solution space morphology in well killing process

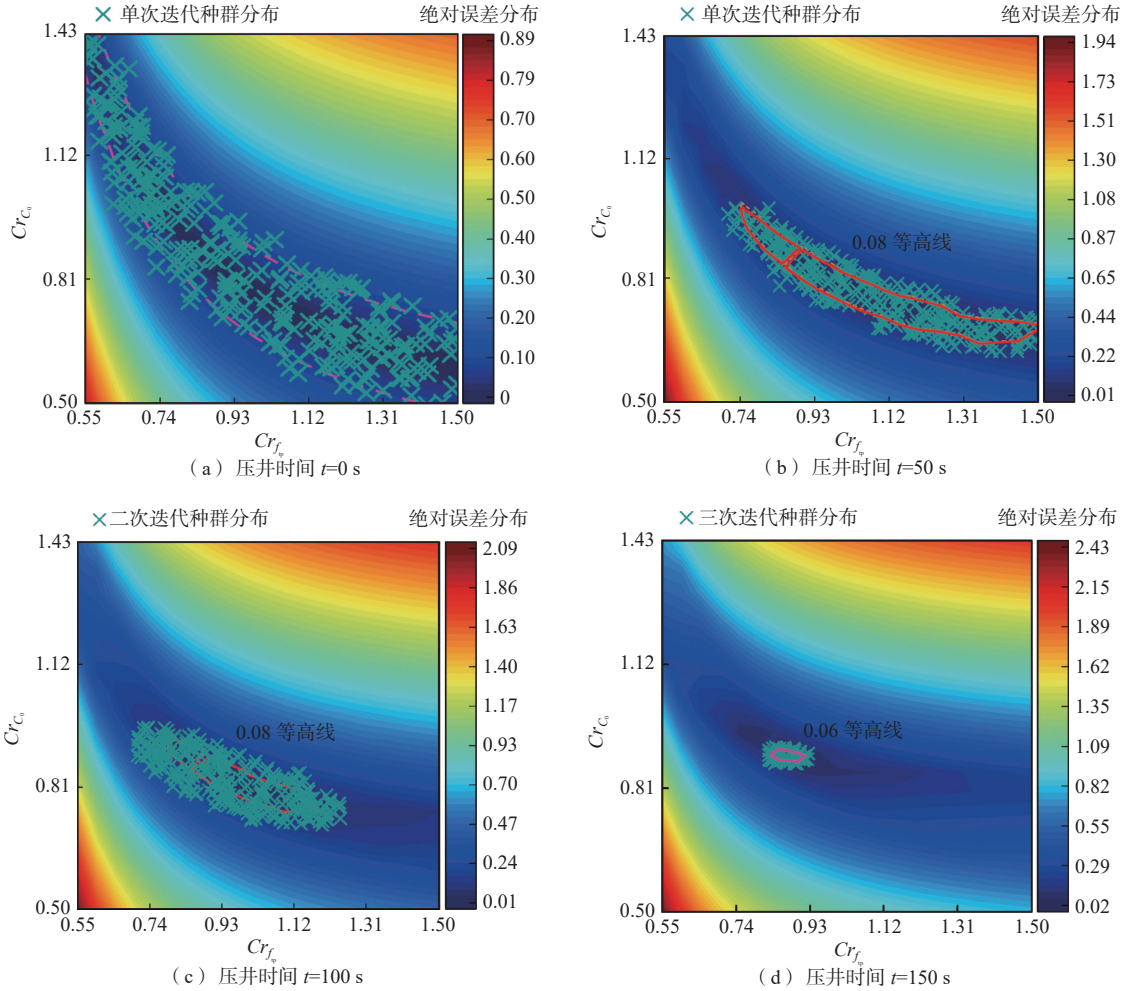
动态随机种群训练优化方法下压井初期修正系数的收敛过程如图 6 所示。从图 6 可以看出，在给定的小搜索范围区间的约束下，Cr_{C_0}与$Cr_{f_{tp}}$收敛至局部最优解，并以此修正系数组合进行下一时间节点的井筒压力计算，得到对应节点实时数据后，修正系数组合又继续收敛至下一局部最优解，并在实时信息序列的约束下逐步收敛至全局最优解。对比全局训练优化方法解空间形态变化对应的模型训练与优化过程，动态随机种群训练优化方法中修正系数的收敛过程则对应着模型关于井筒空隙率分布及压力变化的学习过程，因此，修正系数由局部最优向全局最优收敛过程的本质是连续实时数据序列约束下模型的训练与优化。

4　两类方法对比分析及适用性评价

以 1.2 节所示案例井为例，设定压井井底压力恒为 48.85 MPa，得到全局训练优化方法与动态随机种群训练优化方法下智能压井压力的变化特征。

全局训练优化方法下井筒压力的调控过程如图 7 所示。从图 7 可以看出，这种搜索方法可以在极短时间内调控井底压力至设计值，实现了井筒压力的精确调控。与图 5 相对比可以看出，虽然压井初期（压井时间 t=150 s 之前）的修正系数可以实现井底压力模拟值与实测值的误差最小化，但由于小数据量约束下仍存在修正系数组合的多解性问题，模型仍需进一步训练完善。

全局训练优化方法的引入虽然解决了多解性难题，然而实时数据下多相流关键参数的反演计算需要耗费大量的计算资源。以本算例为例，在保证修正系数精度为小数点后一位时，遗传算法所需的初始种群规模为 10×10×10，这意味着单位计算网格内多相流动机理与实时数据耦合驱动模型的计算耗时将是单纯依赖模型计算的 1×10^3 倍，因此该方法更



（a）压井时间 t=0 s　（b）压井时间 t=50 s　（c）压井时间 t=100 s　（d）压井时间 t=150 s

图 5　全局训练优化方法下修正系数的收敛趋势图

Fig.5　Convergence trend graph of correction coefficients under global training optimization method

适用于计算资源充足的情况。

动态随机种群训练优化方法下智能压井曲线的变化特征如图 8 所示。从图 8(b)可以看出，147 s 以前，依据实时数据反馈计算得出的井底压力仍小于地层压力。结合图 6 可以看出，井底压力模拟值与实际值之间的差异来自于动态随机种群训练优化方法导致的搜索范围的缩减，使得遗传算法关于 Cr_{C_0}，$Cr_{v_{gm}}$，$Cr_{f_{tp}}$ 的多元反演求解收敛至局部最小值。这表明此时多相流模型仍处于训练过程中，无法准确反映井筒空隙率分布，且井底压力也未直接增长到预期值，而呈现出快速增长的趋势。随着采集数据量的增加（147 s 后），动态随机种群逐渐转移到全局最优解，Cr_{C_0}，$Cr_{v_{gm}}$，$Cr_{f_{tp}}$ 逐渐收敛，表明此时模型对井筒空隙率的学习程度已显著提高，井底压力随时间的延长也逐渐接近地层压力。综上可知，采集的实时信息间接反映了井筒裸眼段岩石物性参数和井筒流体的流动特性，修正后的多相流模型计算精度明显提高，证明了该方法的适用性。

综合上述分析可得，修正系数的动态随机种群训练优化方法在解决多解性问题的同时，引发了模型训练期间修正系数组合的收敛过程，使得压井早期井底压力未直接增长至预期值，而是保持迅速增大趋势。与整个压井过程耗时相比，模型训练耗时占比约 5.9%，训练过程所需数据量为 24 组；而在保证相同的种群密度条件下，该方法将单位网格内的计算耗时由 10×10×10 降低至（r/m）×（r/m）×（r/m）（r 为搜索半径，m 为计算精度，在本算例中计算耗时为 4×4×4），在保证计算精度的前提下极大地降低计算耗时，拓宽了模型的适用性。

5　结论与建议

1）多相流动机理与实时数据耦合驱动模型的多解性主要源于 Cr_{C_0} 与 $Cr_{f_{tp}}$ 对井筒压力的双重调节

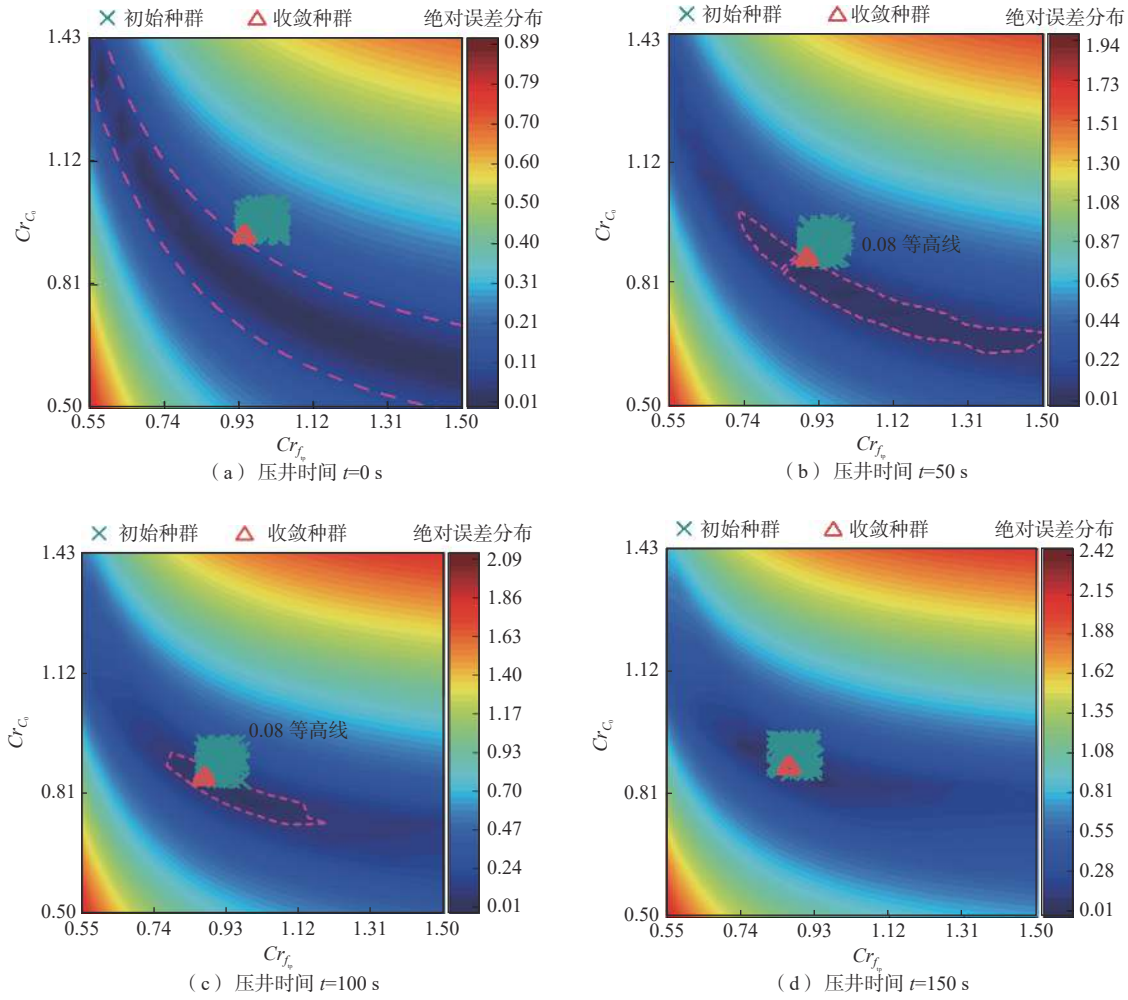


图 6　动态随机种群训练优化方法下修正系数的收敛过程

Fig.6　Convergence process of correction coefficients for dynamic random population training optimization methods

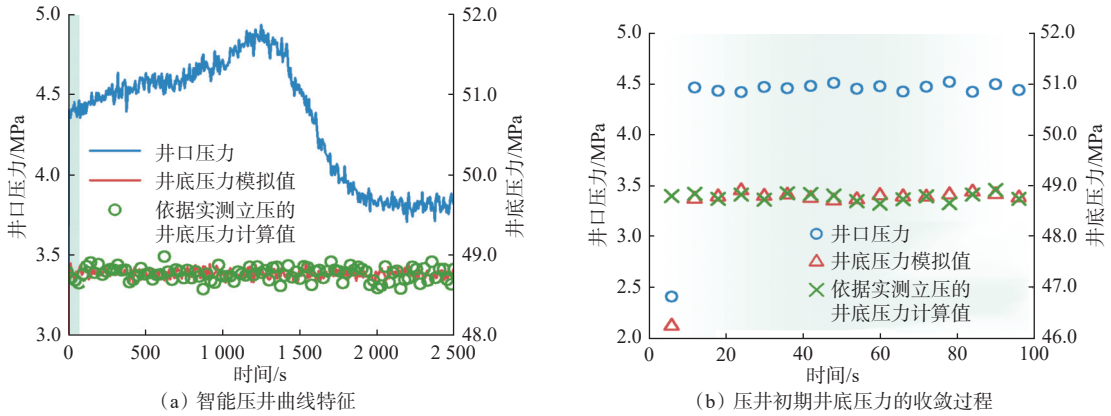


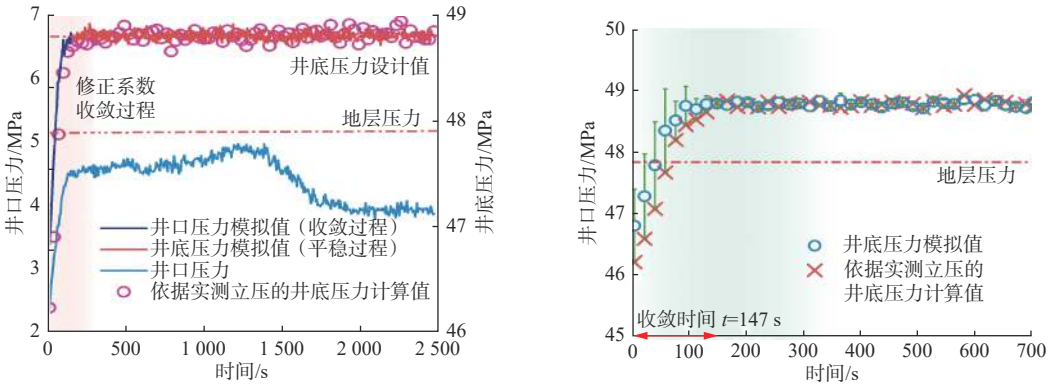
图 7　全局训练优化方法对应的智能压井压力变化特征

Fig.7　Change characteristics of intelligent well killing corresponding to global training optimization method

作用，导致在同一目标函数约束下，可能存在不同的参数组合满足目标函数的局部最优化。

2）历史时间节点空隙率增大，会导致当前节点基于连续性方程的气相真实速度的计算曲线随空隙率的变化速率整体增大，使得相同的Cr_{C_0}变化对应更大幅度的空隙率波动，从而影响最优解空间形态。

3）分析解空间形态的演变规律发现，可以利用不同节点收敛域重合与累加的方式逐步缩小收敛域



（a）智能压井曲线特征　　（b）压井初期井底压力的收敛过程

图 8　动态随机种群训练优化方法对应的智能压井曲线变化特征

Fig.8　Change characteristics of intelligent well killing curve corresponding to dynamic random population training optimization method

范围，实现修正系数组合最优解的全局训练优化。

4）考虑相邻时间节点修正系数组合收敛域的函数关系，发现可以通过缩小遗传算法种群搜索区间的方式，并结合历史时间节点处实时信息序列的联合约束，实现从局部最优解逐步收敛至全局最优解的动态随机种群训练优化。

5）全局训练优化方法可以在极短时间内实现井筒压力的精确调控，但未克服在压井初期小数据量约束下修正系数组合的多解性，同时导致了单位网格内的计算耗时大幅增加，更适用于计算资源充足的情况。动态随机种群训练优化方法在压井初期以局部最优解代替全局最优解，使得压井早期压力未直接增长至预期值，而是保持迅速增大趋势；但单位网格的计算耗时较小，适用于计算资源紧张的情况。

参　考　文　献

References

[1] 王志刚，王稳石，张立烨，等. 万米科学超深井钻完井现状与展望 [J]. 科技导报，2022，40(13)：27–35.
WANG Zhigang, WANG Wenshi, ZHANG Liye, et al. Present situation and prospect of drilling and completion of 10000 meter scientific ultra deep wells[J]. Science & Technology Review, 2022, 40(13): 27–35.

[2] 汪海阁，黄洪春，纪国栋，等. 中国石油深井、超深井和水平井钻完井技术进展与挑战 [J]. 中国石油勘探，2023，28(3)：1–11.
WANG Haige, HUANG Hongchun, JI Guodong, et al. Progress and challenges of drilling and completion technologies for deep, ultra-deep and horizontal wells of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(3): 1–11.

[3] 李阳，薛兆杰，程喆，等. 中国深层油气勘探开发进展与发展方向 [J]. 中国石油勘探，2020，25(1)：45–57.
LI Yang, XUE Zhaojie, CHENG Zhe, et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 45–57.

[4] 汪海阁，葛云华，石林. 深井超深井钻完井技术现状、挑战和“十三五”发展方向 [J]. 天然气工业，2017，37(4)：1–8.
WANG Haige, GE Yunhua, SHI Lin. Technologies in deep and ultra-deep well drilling: Present status, challenges and future trend in the 13th Five-Year Plan period (2016-2020)[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(4): 1–8.

[5] 苏义脑，路保平，刘岩生，等. 中国陆上深井超深井钻完井技术现状及攻关建议 [J]. 石油钻采工艺，2020，42(5)：527–542.
SU Yinao, LU Baoping, LIU Yansheng, et al. Status and research suggestions on the drilling and completion technologies for onshore deep and ultra deep wells in China[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(5): 527–542.

[6] 伍贤柱，胡旭光，韩烈祥，等. 井控技术研究进展与展望 [J]. 天然气工业，2022，42(2)：133–142.
WU Xianzhu, HU Xuguang, HAN Liexiang, et al. Research progress and prospect of well control technology[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(2): 133–142.

[7] 娄文强，王志远，孙大林，等. 基于压力—速度解耦的深水井筒多相流高精度数值模拟新算法 [J]. 天然气工业，2024，44(2)：132–144.
LOU Wenqiang, WANG Zhiyuan, SUN Dalin, et al. New algorithm for high-precision numerical simulation of multiphase flow in deep-water wellbore based on pressure-velocity decoupling[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(2): 132–144.

[8] 李涛，苏强，杨哲，等. 川西地区超深井钻井完井技术现状及攻关方向 [J]. 石油钻探技术，2023，51(2)：7–15.
LI Tao, SU Qiang, YANG Zhe, et al. Current practices and research directions for drilling and completion technologies for ultra-deep wells in western Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(2): 7–15.

[9] 何立成，唐波. 准噶尔盆地超深井钻井技术现状与发展建议 [J]. 石油钻探技术，2022，50(5)：1–8.
HE Licheng, TANG Bo. The up to date technologies of ultra-deep well drilling in Junggar Basin and suggestions for further improvements[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(5): 1–8.

[10] 陈宗琦，刘湘华，白彬珍，等. 顺北油气田特深井钻井完井技术进

展与发展思考 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(4): 1–10.
CHEN Zongqi, LIU Xianghua, BAI Binzhen, et al. Technical progress and development consideration of drilling and completion engineering for ultra-deep wells in the Shunbei Oil & Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(4): 1–10.

[11] 范军, 王西安, 韩松. 油气层渗流与井筒多相流动的耦合及应用 [J]. 重庆大学学报(自然科学版), 2000, 23(增刊 1): 154–157.
FAN Jun, WANG Xi'an, HAN Song. Researches on the coupling of formation percolation and wellbore multiphase flow and its application[J]. Journal of Chongqing University(Natural Science Edition), 2000, 23(supplement 1): 154–157.

[12] 李相方, 庄湘琦, 隋秀香, 等. 气侵期间环空气液两相流动研究 [J]. 工程热物理学报, 2004, 25(1): 73–76.
LI Xiangfang, ZHUANG Xiangqi, SUI Xiuxiang, et al. Study on two-phase gas-liquid flow during gas kick[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2004, 25(1): 73–76.

[13] 孙宝江, 王志远, 公培斌, 等. 深水井控的七组分多相流动模型 [J]. 石油学报, 2011, 32(6): 1042–1049.
SUN Baojiang, WANG Zhiyuan, GONG Peibin, et al. Application of a seven-component multiphase flow model to deepwater well control[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(6): 1042–1049.

[14] 王志远, 孙宝江, 高永海, 等. 水合物藏钻探中的环空多相流溢流特性研究 [J]. 应用基础与工程科学学报, 2010, 18(1): 129–140.
WANG Zhiyuan, SUN Baojiang, GAO Yonghai, et al. Study on annular multiphase flow characteristic of gas kick during hydrate reservoir drilling[J]. Journal of Basic Science and Engineering, 2010, 18(1): 129–140.

[15] SANTOS O L A. Mathematical model of a gas kick when drilling in deep waters, A[D]. Golden: Colorado School of Mines, 1982.

[16] NICKENS H V. A dynamic computer model of a kicking well[J]. SPE Drilling Engineering, 1987, 2(2): 159–173.

[17] NUNES J O L, BANNWART A C, RIBEIRO P R. Mathematical modeling of gas kicks in deep water scenario[R]. SPE 77253, 2002.

[18] 杨传书. 数字孪生技术在钻井领域的应用探索 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(3): 10–16.
YANG Chuanshu. Exploration for the application of digital twin technology in drilling engineering[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(3): 10–16.

[19] 耿黎东. 钻完井大数据特点与应用方案研究 [J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(1): 89–96.
GENG Lidong. Study on characteristics and application scheme of big data in drilling and completion[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(1): 89–96.

[20] 李中. 中国海油油气井工程数字化和智能化新进展与展望 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(2): 1–8.
LI Zhong. Progress and prospects of digitization and intelligentization of CNOOC's oil and gas well engineering[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(2): 1–8.

[21] 李根生, 宋先知, 祝兆鹏, 等. 智能钻完井技术研究进展与前景展望 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(4): 35–47.
LI Gensheng, SONG Xianzhi, ZHU Zhaopeng, et al. Research progress and the prospect of intelligent drilling and completion technologies[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(4): 35–47.

[22] 崔奕, 汪海阁, 丁燕, 等. 碳中和愿景下油气钻井的数字化、智能化转型之路 [J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(6): 769–776.
CUI Yi, WANG Haige, DING Yan, et al. Routes of digital and intelligent transformation for petroleum drilling with a vision of carbon neutrality[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(6): 769–776.

[23] 李金蔓, 周守为, 孙金声, 等. 数字技术赋能海上油田开发–渤海智能油田建设探索 [J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(3): 376–382.
LI Jinman, ZHOU Shouwei, SUN Jinsheng, et al. Digital technology energizes offshore oilfield development: An attempt to build the Bohai smart oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(3): 376–382.

[24] FRANÇA F, LAHEY R T, Jr. The use of drift-flux techniques for the analysis of horizontal two-phase flows[J]. International Journal of Multiphase Flow, 1992, 18(6): 787–801.

[25] DUMITRESCU D T. Strömung an einer Luftblase im senkrechten Rohr[J]. Journal of Applied Mathematics and Mechanics, 1943, 23(3): 139–149.

[26] GOKCAL B, AL-SARKHI A S, SARICA C, et al. Prediction of slug frequency for high viscosity oils in horizontal pipes[R]. SPE 124057, 2009.

[27] ZHANG Zhi, SUN Baojiang, WANG Zhiyuan, et al. Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 213: 110337.

[28] 娄文强, 王志远, 李鹏飞, 等. 适用于全流型域全倾角范围的井筒漂移流关系 [J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(3): 605–615.
LOU Wenqiang, WANG Zhiyuan, LI Pengfei, et al. Wellbore drift flow relation suitable for full flow pattern domain and full dip range[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(3): 605–615.

[29] ZHANG Li, WANG Ning. A modified DNA genetic algorithm for parameter estimation of the 2-Chlorophenol oxidation in supercritical water[J]. Applied Mathematical Modelling, 2013, 37(3): 1137–1146.

[30] ZHANG Zhi, SUN Baojiang, WANG Zhiyuan, et al. Early monitoring method of downhole accident driven by physics based model and data driven methods coupling[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023, 221: 111296.

[编辑　滕春鸣]