

引用格式:吴建发,任岚,沈骋,等. 深层页岩气水平井压裂风险等级预测模型研究[J]. 油气藏评价与开发, 2026, 16(3): 702-712.

WU Jianfa, REN Lan, SHEN Cheng, et al. Risk level prediction model for casing deformation and frac-hit in deep shale gas horizontal wells[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(3): 702-712.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025372

深层页岩气水平井压裂风险等级预测模型研究

吴建发¹, 任岚², 沈骋¹, 任千秋², 陈博文¹, 林然²

(1. 中国石油西南油气田公司页岩气研究院, 四川 成都 610051; 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)

摘要:在四川盆地深层页岩气压裂过程中,为降低套变与压窜风险,靠近断层裂缝带的压裂段大多采取保守防控措施,但这往往导致产量显著下降。为在有效防控风险的同时尽可能提升单井最终可采储量(EUR),亟须实现风险的精准识别与预测。基于监测与施工数据,对川南Y井区2 156个压裂段的套变与压窜风险进行系统分类与等级标定,并统计断层裂缝带、微观天然弱面、岩石力学及地应力关键地质特征。进一步采用统计分析方法揭示各类地质参数对风险的影响规律,并首次引入粒子群优化-反向传播神经网络,以地质参数为输入、风险等级为输出,构建套变与压窜风险预测模型。结果表明,套变与压窜风险主要受断层裂缝带分布控制;而微观天然弱面、岩石力学及地应力则通过改变水力裂缝扩展方向与局部应力分布,对风险产生重要影响。预测模型在80%训练集与20%测试集验证下,套变与压窜风险预测准确率均超过83%,显示出良好的拟合性能与泛化能力。基于预测结果,提出了工程防控对策,形成“压前风险预测—压裂方案优化”的一体化方法。矿场应用结果表明,该方法能够有效规避套变与压窜风险,并显著提升单井千米EUR,实现风险控制与产能提升的兼顾。研究成果为深层页岩气压裂提供了新的风险预测手段,并为压裂设计优化提供了参考。

关键词:深层页岩气;套变;压窜;风险等级预测模型;粒子群优化-反向传播神经网络;工程防控对策

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Risk level prediction model for casing deformation and frac-hit in deep shale gas horizontal wells

WU Jianfa¹, REN Lan², SHEN Cheng¹, REN Qianqiu², CHEN Bowen¹, LIN Ran²

(1. Research Institute of Shale Gas, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: During hydraulic fracturing of deep shale gas in the Sichuan Basin, fracturing stages near fault and fracture zones are mostly treated with conservative control measures to reduce the risks of casing deformation and frac-hit, but this frequently leads to a significant decline in production. To effectively control these risks while maximizing the estimated ultimate recovery (EUR) of a single well, accurate risk identification and prediction are urgently required. Based on monitoring and fracturing construction data, the risks of casing deformation and frac-hit in 2 156 fracturing stages in the Y well area, southern Sichuan, were systematically classified and calibrated for risk levels. Key geological characteristics—fault fracture zones, microscopic natural weak planes, rock mechanical properties, and in-situ stress—were statistically analyzed. Statistical analysis was further employed to reveal the influence patterns of different geological parameters on risks, and, for the first time, a particle swarm optimization - backpropagation neural network was introduced to construct prediction models for casing deformation and frac-hit risks, with geological parameters as inputs and risk levels as outputs. The results indicated that casing deformation and frac-hit risks were primarily controlled by the distribution of fault fracture zones, whereas microscopic natural weak planes, rock mechanical properties, and in-situ stress significantly influenced risks by altering hydraulic fracture propagation directions and local stress distribution. Validated with 80% of the data as the training set and 20% as the test set, the prediction model achieved accuracies exceeding 83% for both casing deformation and frac-hit risks, demonstrating good fitting performance and generalization capability. Based

收稿日期:2025-09-16。

第一作者简介:吴建发(1976—),博士,正高级工程师,从事页岩气勘探与开发技术研发和管理工作。地址:四川省成都市建设北路一段83号,邮政编码:610051。E-mail:wu_jianfa@petrochina.com.cn

通信作者简介:任千秋(1998—),在读博士研究生,从事非常规油气藏水力压裂技术研究。地址:四川省成都市新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:renq_petroleum@163.com

基金项目:国家自然科学基金项目“纳米-超临界CO₂压裂-置换-驱替协同提高页岩气采收率基础研究”(U24A2084);国家科技重大专项“深层页岩气提高采收率技术”(2025ZD1404106);国家自然科学基金项目“深层超深层页岩气水平井压裂缝网高效建造理论与方法研究”(U21B2071)。

on the prediction results, engineering control measures were developed, forming an integrated method of “pre-fracturing risk prediction—fracturing design optimization”. Field application results showed that this method effectively mitigated the risks of casing deformation and frac-hit, while significantly increasing the EUR per kilometer of a single well, achieving both risk control and production enhancement. The findings provide a new method for risk prediction in deep shale gas fracturing and offer a reference for optimizing fracturing design.

Keywords: deep shale gas; casing deformation; frac-hit; risk level prediction model; particle swarm optimization-backpropagation neural network; engineering control measures

深层页岩气是四川盆地实现页岩气高效开发和“气大庆”建设的主阵地^[1],其中奥陶系五峰组—志留系龙马溪组深层页岩气地质资源量高达 $9.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$,主要分布于川南和渝西地区^[2-4]。相比中浅层,深层页岩气埋深超过3 500 m^[5],多分布于构造复杂区^[6],褶皱与断裂发育,储层孔隙结构和含气性差异显著,同时伴随高应力、高温高压等条件^[7-11]。这些不利因素显著抑制裂缝起裂、延伸与稳定支撑,增加了缝网建造的难度^[1,9]。目前深层页岩气压裂工艺主要在中浅层技术基础上调整,例如通过缩短簇间距^[12-13]、增加液量与加砂强度^[14-15]、优化支撑剂铺置方式^[16],但在构造复杂、应力差大的储层中,改造效果稳定性和可控性仍不足^[17]。川南作为深层页岩气的核心富集区,资源量占比达68.75%^[18],已进入规模建产阶段。然而,该区以低陡构造和低幅褶皱为主,断层发育、应力场复杂,导致压裂过程中套变与压窜频发^[19-22]。为降低套变与压窜发生概率,靠近断层裂缝带的压裂段通常采取保守压裂措施,导致整体产量显著下降。为在有效控制风险的同时尽可能提升单井最终可采储量(EUR),亟须实现套变与压窜风险的精准识别与预测。

在套变机理方面,已有研究揭示了页岩膨胀^[23]、井筒剪切应力^[24]、地应力累积^[25]、天然断裂剪切滑移^[26-28]对套变的作用机制。在压窜机理方面,王文东等^[29]阐明了压窜规律,亦有学者利用灰色关联法分析地质工程因素对压窜的影响^[30-31]。在套变与压窜防控方面,已有学者提出施工优化^[32]、风险评估与分类管理^[33-35]等技术体系。上述研究为压裂风险的认识与防控提供了一定的理论和方法支撑,但尚未构建以地质参数为输入、风险等级为输出的预测模型,难以实现新井压前风险的智能评估,从而制约施工优化的针对性与精度。

研究基于四川盆地深层页岩气Y井区的套变与压窜监测结果,结合施工排量对已压裂井段进行风险类型识别与等级标定。进一步采用统计学方法系统分析断层裂缝带、微观天然弱面、岩石力学及地应力因素的影响规律,并利用粒子群优化-反向传播神经网络构建风险等级预测模型,以地质参数为输入、风险等级为输出,实现新井压前风险的智能评估。根据预测结果制定工程防控对策,构建“压前风险预测—压裂方案优化”的一体化风险防控方法,并通过矿场应用验证其有效性,从而为降低套变与压窜风险、提升储层改造效果与开发经济性提供技术支撑。

1 地质背景

川南地区自印支期以来受多期构造运动影响,形成了多尺度、多期次断裂系统,构造格局复杂,不同区块特征差异显著^[36-37]。可划分为3类构造区:帚状构造区(L井区、Y井区、H井区)、单斜构造区(Z井区)和弧形构造区(D区块)。其中,帚状构造区断裂规模大、走向多变,主要发育单向裂缝,套变与压窜风险最高;单斜构造区断裂发育且具多方向性,风险较高;弧形构造区断裂系统相对简单,风险较低。

在地应力特征方面,宽缓向斜区最大水平主应力方向近东西向,在构造转换带及断层末端偏转 $5^\circ \sim 40^\circ$;最小水平主应力主要介于80~110 MPa,应力差介于10~20 MPa。L、Y、H井区表现为走滑断层应力状态,断裂激活的临界注入压力偏低,工程实施风险高;Z井区为正断层应力状态,临界注入压力低,工程实施风险高;D区块为正断层应力状态,临界注入压力高,工程实施风险低。

川南地区复杂断裂系统与高差异性地应力格局直接导致压裂过程中套变与压窜频发,成为制约深层页岩气改造效果与产能提升的突出工程难题。为实现有效改造,川南地区深层页岩气开发经历了多阶段工艺探索:初期沿用中浅层经验的“压裂工艺1.0”进行单井压裂评价;随后形成“段内多簇+高强度加砂”的“压裂工艺2.0”,在多口评价井中实现高产且套变率低,并在规模建产中推广。然而,在集中建产过程中,平台井压裂仍频繁出现套变与压窜,显示该工艺在高应力区和断裂发育区适应性不足。为降低套变发生概率,提出了“控制实施节奏+控制压裂强度”的“双控”模式,但防控措施缺乏针对性,产量难以进一步提升。因此,逐步构建了深层页岩气地质工程一体化套变预防技术体系^[21],在精细刻画天然断裂和地应力、定量预测应力场失稳风险的基础上,建立不同储层品质和实施风险的差异化改造模式,实现现场精细实施。然而,当前压裂施工中,若压裂段附近断裂发育,通常采取风险防控或仅射孔措施,可能导致本应作为主体段或渐进段的压裂段施工效果不佳。因此,亟须基于地质特征建立系统的套变与压窜风险等级预测方法,为压裂施工优化提供支撑,并形成“压前风险预测—压裂方案优化”的一体化风险防控体系。

2 压裂风险分析

2.1 风险类型识别及等级标定

在深层页岩气压裂过程中,套变与压窜需依赖现场监测识别。套变通常在泵送下一段射孔枪或桥塞受阻时判定。现场先尝试大排量洗井或更换工具串疏通井眼,若仍未贯通,将冲洗头与连续油管连接后下入井内,实施多臂测井以确认是否发生套变,并将与之时序最接近的本井或邻井压裂段认定为套变风险段。压窜通过邻井井口压力快速上升(>1 MPa)判定风险段。为降低压裂过程中套变与压窜的发生概率,有必要在施工前对各压裂段进行风险等级评估,并据此优化施工参数。考虑到套变与压窜风险通常影响排量等关键施工参数,研究反向利用实际排量对已施工段进行风险等级标定。

基于监测结果,对四川盆地泸州Y井区2156个压裂段进行分类:套变风险段22段、压窜风险段42段,同时存在套变与压窜风险的4段,其余2088段为无风险。结合现场排量数据,将套变与压窜风险划分为高、中、低3级(图1),以排量 $14\text{ m}^3/\text{min}$ 为临界值标定后,套变高、中风险段分别为26段和771段,压窜高、中风险段分别为46段和773段。

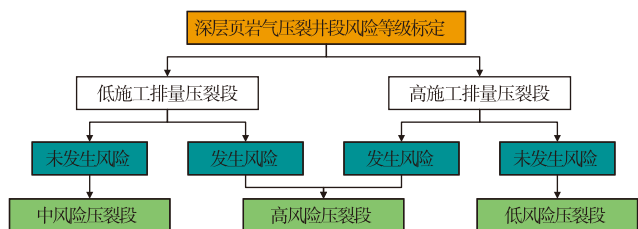


图1 压裂风险等级标定流程

Fig. 1 Calibration workflow for fracturing risk levels

2.2 影响因素分析

在同一深层页岩气井区内,水平井段普遍具备较一致的埋深条件,因此埋深差异对套变的影响较小。随着地质导向钻井技术的精细应用,井眼穿越小层界面的概率显著降低,小层错动不再是引发套变的主要因素。同时,川南地区近年来固井质量整体较高,在固井质量可靠的前提下仍存在套变现象,说明其并非主控因素。

天然裂缝滑移是引发套变的关键诱因。驱动裂缝发生滑移的直接因素,一方面可能是压裂排量过高,导致注入压力超过断裂激活的临界压力;另一方面,其他地质因素可能导致更多注入压力集中于断层裂缝带,从而促使其激活。这2类机制既可能由本井压裂参数不当引起,也可能由邻井压裂过程中产生的压窜诱发。因此,在

识别套变风险段时,将套变发生时序上最接近的本井或邻井压裂段作为套变风险段。

考虑到风险预测旨在反向优化施工参数,压前套变与压窜风险等级预测仅纳入地质特征,排除施工参数影响。深层页岩气的地质特征参数主要包括断层裂缝带参数、岩石力学参数、地应力参数以及微观天然弱面参数,具体来源见表1。

表1 各类地质特征参数来源

Table 1 Sources of various geological parameters

地质特征类型	地质特征参数	参数来源
断层裂缝带	距断层距离	断裂预测图识别
	断层逼近角	
	距天然裂缝距离	
	天然裂缝逼近角	
微观天然弱面	层理发育指数	测井参数计算
	微观天然裂缝发育指数	
岩石力学	泊松比	测井参数计算
	杨氏模量	
地应力	水平应力差	

2.2.1 断层裂缝带

将套变点与断裂系统叠合(图2),发现断裂系统与套变压裂风险的发生密切相关。绘制箱线图(图3),对断层裂缝带参数(距断层距离、断层逼近角、距天然裂缝距离、天然裂缝逼近角)在不同压裂风险类型下的分布特征进行统计分析。尽管套变风险段和压窜风险段在距断层距离及断层逼近角分析中的样本量有限,但经过审慎分析,仍可认为靠近断层裂缝带是套变的关键诱发因素。此外,套变风险段的天然裂缝逼近角集中在约 45° ,提示

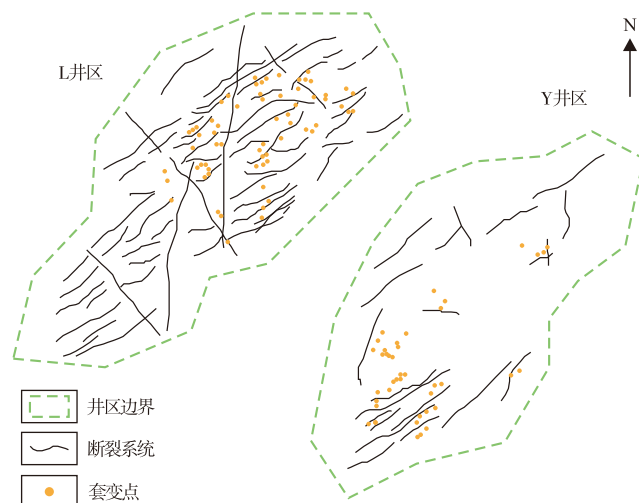


图2 套变点与断裂系统分布的叠合图

Fig. 2 Overlay of casing deformation points and fracture system distribution

该类构造组合在剪切应力作用下可能发生协同滑移。通过对距天然裂缝距离统计发现,压窜风险段与天然裂缝的平均距离明显小于无风险段(图3c),同时,图3d中压窜风险段的天然裂缝逼近角集中在60°以上,符合“短路径沟通邻井”的地质特征,是压窜发生的高风险构造。

2.2.2 微观天然弱面

绘制箱线图(图4),对微观天然弱面参数(层理发育指数、微观天然裂缝发育指数)在不同压裂风险类型下的分布特征进行统计分析。结果表明:套变与压窜风险段的层理发育指数和微观天然裂缝发育指数整体较低,说

明风险段中可被优先激活的层理面与微观裂缝较少,导致压裂液更多作用于断层裂缝带,从而增加其激活风险,诱发套变与压窜。

2.2.3 岩石力学参数

在压裂过程中,岩石力学参数通过影响水力裂缝扩展,间接作用于天然断裂的激活,从而影响套变或压窜的发生规律。为揭示其作用特征,对不同压裂风险类型下的岩石力学参数(泊松比、杨氏模量)分布进行了统计分析,并绘制箱线图(图5)。结果表明:压窜与套变风险段泊松比明显偏低,表明岩层更易发生横向变形,有利于水

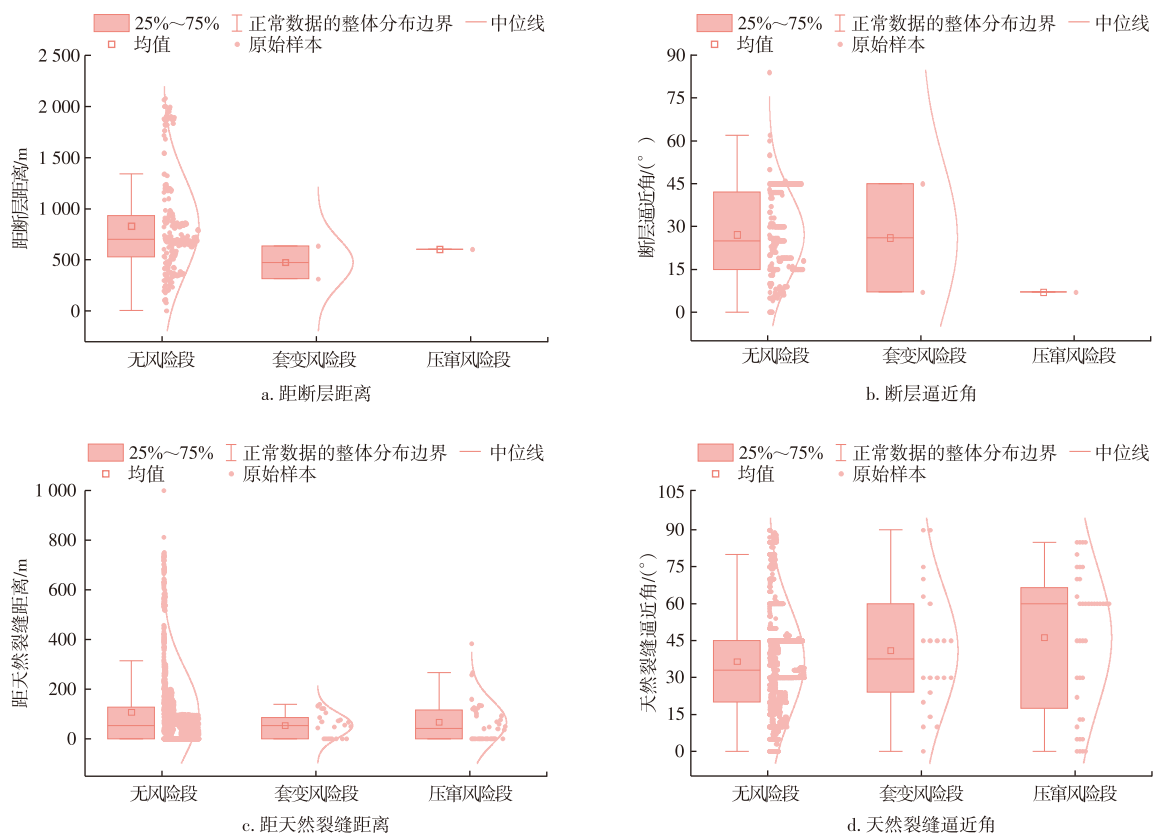


图3 断层裂缝带参数在不同压裂段的分布

Fig. 3 Distribution of fault fracture zone parameters in different fracturing stages

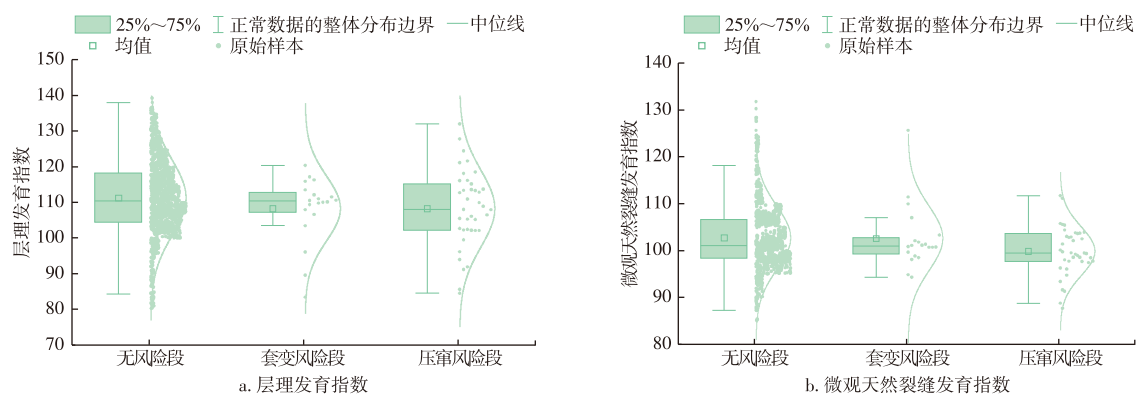


图4 微观天然弱面参数在不同压裂段的分布

Fig. 4 Distribution of microscopic natural weak plane parameters in different fracturing stages

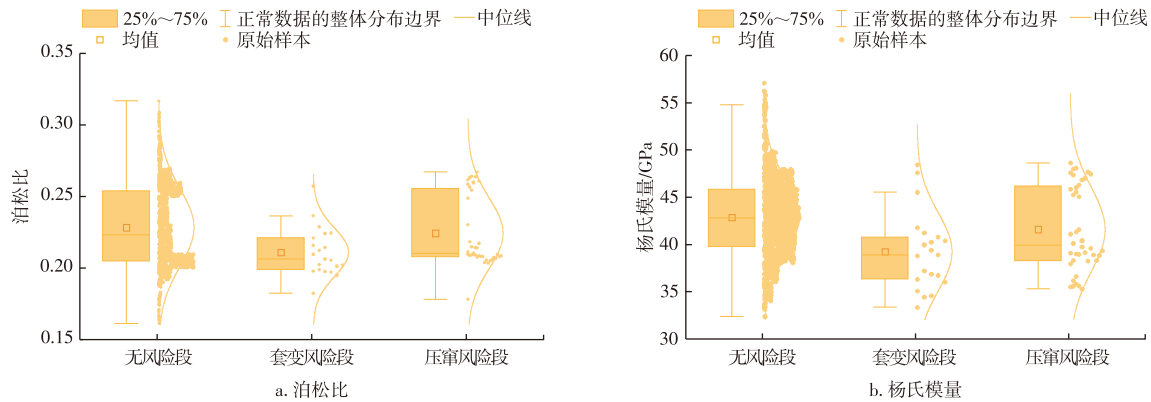


图5 岩石力学参数在不同压裂段的分布

Fig. 5 Distribution of rock mechanical parameters in different fracturing stages

力裂缝发生偏转,增强断层裂缝沟通能力,进一步提高高压裂风险。此外,虽然风险段的杨氏模量普遍偏低,与“高杨氏模量更易引导裂缝转向”的理论认知不符,但其与风险的关系可能受多因素耦合作用影响,难以单独建立因果关联。

2.2.4 地应力

绘制箱线图(图6),对地应力参数(水平应力差)在不同压裂风险类型下的分布特征进行统计分析。结果表明,套变与压窜风险段的水平应力差普遍较小。分析认为:在构造运动过程中,为形成大规模断裂,地应力会持续累积,直至断裂产生并发生滑移,从而释放部分应力。因此,断裂容易形成和发育的区域,其水平应力差反而较小;同时,较小的水平应力差更易导致水力裂缝转向,与天然断裂连通并将其激活,从而进一步增加套变风险。

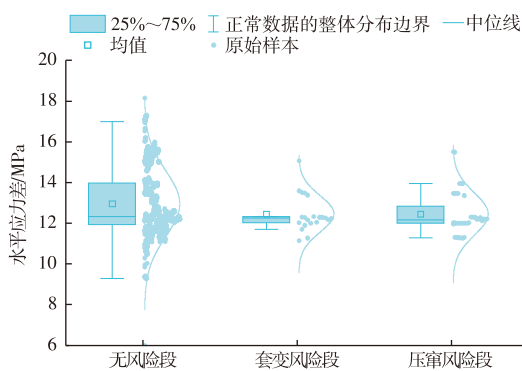


图6 地应力参数在不同压裂段的分布

Fig. 6 Distribution of in-situ stress parameters in different fracturing stages

3 压裂风险等级预测模型

研究首次将粒子群优化算法与反向传播神经网络相结合,用于套变与压窜风险等级预测模型的训练。粒子

群优化算法用于优化神经网络的初始权值和阈值,从而提高模型的预测精度和收敛效率。

3.1 反向传播神经网络

反向传播神经网络是一种采用了反向传播的单向传播多层前馈网络^[38],该算法由RUMELHART等^[39]于1986年完整地提出,系统地解决了权值调整的问题。反向传播神经网络由输入层、隐藏层和输出层组成(图7)。其中,输入层输入向量为 $\mathbf{X}=(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_m)^T$,隐藏层输出向量为 $\mathbf{H}=(h_1, h_2, \dots, h_k, \dots, h_o)^T$,输出层输出向量为 $\mathbf{Y}=(y_1, y_2, \dots, y_j, \dots, y_n)^T$ 。输入层与隐藏层之间的连接权值构成权值矩阵 \mathbf{V} ,其中元素 v_{ik} 表示第 i 个输入节点与第 k 个隐藏层节点之间的连接权值;隐藏层与输出层之间的连接权值构成权值矩阵 \mathbf{W} ,其中元素 w_{kj} 表示第 k 个隐藏层节点与第 j 个输出节点之间的连接权值。

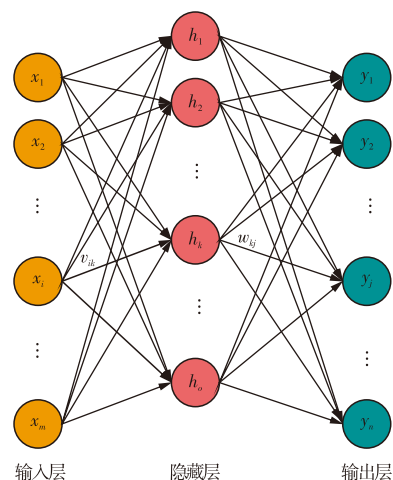


图7 反向传播神经网络结构

Fig. 7 Structure of backpropagation neural network

神经元的激活函数反映神经元的特性,在分类预测中,隐藏层激活函数一般使用ReLU函数,输出层激活函数一般使用Softmax函数,分别如下:

$$f_1(H_k) = \max(0, H_k) \quad (1)$$

$$f_2(Y_j) = \frac{e^{y_j}}{\sum_{l=1}^n e^{y_l}} \quad (2)$$

结合图7,通过式(3)一式(6),可完成 x_i 到 y_j 的映射。

$$H_k = \sum_{i=1}^m v_{ik} x_i \quad (3)$$

$$h_k = f_1(H_k) \quad (4)$$

$$Y_j = \sum_{k=1}^o w_{kj} h_k \quad (5)$$

$$y_j = f_2(Y_j) \quad (6)$$

式中: H_k 、 h_k 分别为隐藏层节点的输入、输出; v_{ik} 为输入层节点与隐藏层节点之间的权值(称为隐藏层权值); x_i 为输入层第 i 节点的输入值; Y_j 、 Y_l 为输出层第 j 、 l 个节点的输入值(加权和); y_j 为输出层第 j 个节点的输出值; w_{kj} 为隐藏层第 k 个节点与输出层第 j 个节点之间的连接权值(输出层权值); f_1 、 f_2 分别为隐藏层和输出层的激活函数; m 为输入层节点数; n 为输出层节点数; o 为隐藏层节点数; e 为网络训练误差(或误差函数值)。

用实际输出与期望输出的方差作为相应的误差测度:

$$E = -\sum_{j=1}^n \bar{y}_j \ln(y_j) \quad (7)$$

式中: E 为误差测度; \bar{y}_j 为输出层节点的期望输出。

3.2 粒子群优化

粒子群优化算法是EBERHART等^[40]和KENNEDY等^[41]于1995年提出的一种演化计算技术。通过粒子群优化算法替代梯度下降法来寻找权重的最优值,每个粒子的位置为神经网络的权重和偏置。

假设在一个 D 维的目标搜索空间中,将第 j 个粒子表示为 $X_j=[X_{j1}, X_{j2}, \dots, X_{jd}]$,速度向量表示为 $V_j=[V_{j1}, V_{j2}, \dots, V_{jd}]$,速度决定粒子在搜索空间单位迭代次数的位移。记第 j 个粒子迄今为止搜索到的最优位置为 $P_j=[P_{j1}, P_{j2}, \dots, P_{jd}]$,也称为pbest(个体极值)。整个粒子群迄今为止搜索到的最优位置为 $G_j=[G_{j1}, G_{j2}, \dots, G_{jd}]$,也称为gbest(全局极值)。

粒子群通过 X_j 、 V_j 、 P_j 与 G_j 这4个参数实现对粒子的更新优化,得到迭代之后的位置和速度向量,该算法的进化方程如下:

$$V_j(l+1) = \omega V_j(l) + c_1 r_1 [P_j(l) - X_j(l)] + c_2 r_2 [G_j(l) - X_j(l)] \quad (8)$$

$$X_j(l+1) = X_j(l) + V_j(l+1) \quad (9)$$

ω 表示惯性权重,其关系到算法的性能,通常较大的

ω 有利于进行全局搜索,较小的 ω 则会增强局部搜索能力,为增强算法的稳定性和计算速度,选用可自适应调整的惯性权重,惯性权重值与迭代次数呈线性负相关,其表达式如下:

$$\omega = \omega_{\max} - \frac{(\omega_{\max} - \omega_{\min})l}{l_{\max}} \quad (10)$$

式中: X_j 为第 j 个粒子在 D 维搜索空间中的位置向量; V_j 为第 j 个粒子的速度向量; P_j 为第 j 个粒子在搜索过程中获得的历史最优位置向量; G_j 为粒子群在搜索过程中获得的全局最优位置向量; c_1 和 c_2 为学习因子; r_1 和 r_2 为2个独立随机数,介于 $[0, 1]$; l 为当前迭代次数; l_{\max} 为最大迭代次数; ω 为惯性权重, ω_{\max} 和 ω_{\min} 分别为 ω 的最大值与最小值。

在迭代寻优过程中需设置粒子速度上限,以避免粒子盲目搜索, V_j 应在 $[-V_{\max}, V_{\max}]$ 。

3.3 粒子群优化-反向传播神经网络

在粒子群优化算法对反向传播神经网络进行优化时,粒子维度 D 的计算公式为^[42]:

$$D = mo + o + no + n \quad (11)$$

适应度函数 f 为^[43]:

$$f = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S \sum_{j=1}^n (y_{sj}^e - y_{sj})^2 \quad (12)$$

式中: D 为粒子维度; f 为适应度函数值; S 为训练集样本数; y_{sj}^e 为第 s 个样本的第 j 个网络输出节点的理想输出值; y_{sj} 为对应实际输出值。

4 预测模型构建与工程防控对策

4.1 预测模型训练构建

根据前文分析,距断层距离、断层逼近角、距天然裂缝距离、天然裂缝逼近角、层理发育指数、微观天然裂缝发育指数、泊松比、杨氏模量以及水平应力差在不同压裂风险类型下均表现出一定差异,说明其对套变与压窜的发生具有一定影响。然而,不同参数之间存在复杂的非线性耦合关系,故需将上述地质特征参数全部作为预测模型的输入特征,套变与压窜风险等级为输出标签。从Y井区已完成风险标定的压裂段中各选取150段样本,涵盖高、中、低3个等级,具体分布见表2。

确定神经网络隐藏层神经元数量依据试凑法,如下:

$$\begin{aligned} o &= \sqrt{m+n} + a \\ o &= \log_2^m \\ o &= \sqrt{mn} \end{aligned} \quad (13)$$

式中: a 为介于1~10的常数。

表2 样本风险等级分布

Table 2 Distribution of sample risk levels

风险等级	套变样本/段	压窜样本/段
高风险段	25	42
中风险段	50	50
低风险段	75	58
共计	150	150

通过调整网络结构优化模型性能,以预测准确率作为评价指标。其中,预测准确率定义为模型预测结果与实际风险等级完全一致的样本段数占总样本段数的百分比。

在套变风险等级预测模型中,当神经网络隐藏层数量设置为4时,模型在训练集和测试集上的预测准确率分别达到0.841 7和0.833 3,展现出最佳的性能(图8)。

在压窜风险等级预测模型中,当神经网络隐藏层数

量设置为6时,模型在训练集和测试集上的预测准确率分别达到0.866 7和0.833 3,展现出最佳的性能(图9)。

4.2 工程防控对策

在现阶段压裂设计过程中,压裂段施工模式(主体段、渐进段、风险防控段及仅射孔段)通常仅依据其附近断层裂缝带发育情况确定,虽能有效降低套变和压窜风险,但单井产量往往不理想。该文构建的风险等级预测模型在综合断裂发育的基础上,引入多源地质参数,实现对压裂段风险等级的精准预测,从而优化风险防控段与仅射孔段比例,在降低风险的同时兼顾产量提升。

基于预测结果,可将压裂段划分为不同综合风险等级,并制定相应的施工对策(表3),构建“压前风险预测—压裂方案优化”的一体化风险防控方法:低风险段

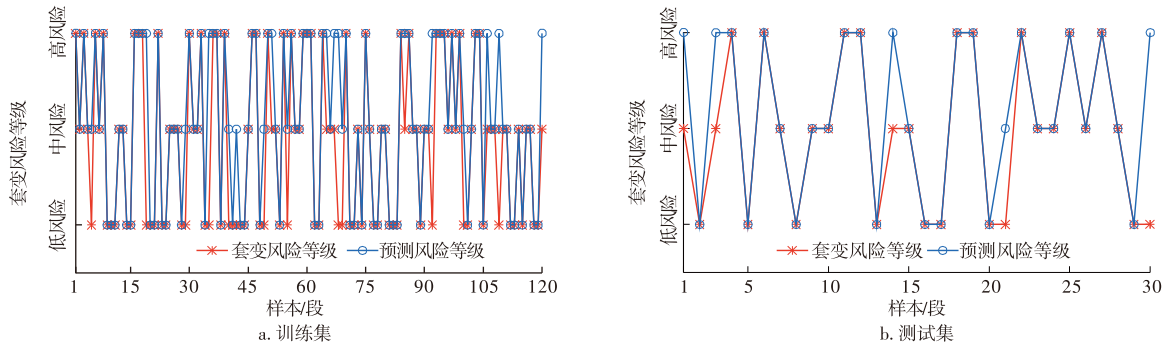


图8 套变风险等级预测模型预测结果

Fig. 8 Prediction results of casing deformation risk level prediction model

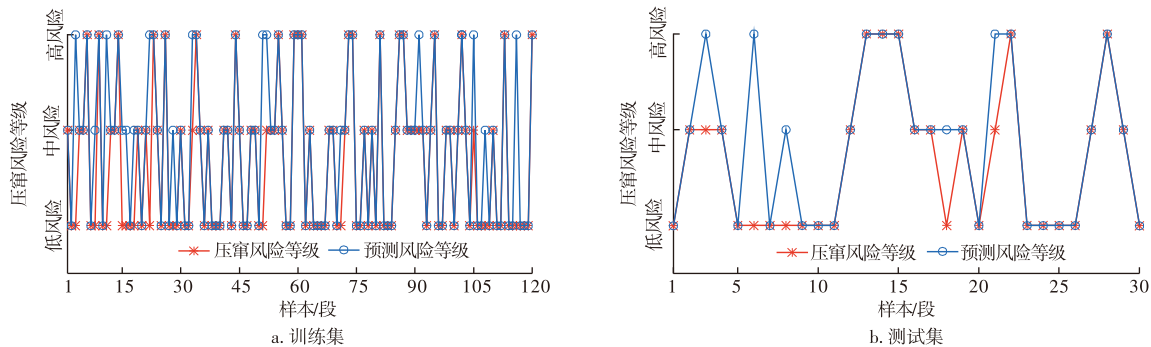


图9 压窜风险等级预测模型预测结果

Fig. 9 Prediction results of frac-hit risk level prediction model

表3 川南地区Y井区水平井压裂段综合风险等级分类标准及工艺对策

Table 3 Classification criteria for comprehensive risk levels and engineering measures for fracturing stages of horizontal wells in Y well area, southern Sichuan Basin

综合风险等级	风险预测结果	压裂对策
低风险	①套变低风险+压窜低风险	4~6簇射孔、排量18~20 m ³ /min、用液强度30~35 m ³ /m
	①套变低风险+压窜中风险	
中风险	②套变中风险+压窜中风险	7~9簇射孔、排量14~16 m ³ /min、用液强度20~25 m ³ /m
	③套变中风险+压窜低风险	
高风险	①套变高风险或者压窜高风险	10~12簇射孔、排量10~12 m ³ /min、用液强度10~15 m ³ /m

采用少簇数、高排量和高用液强度;中风险段采用中簇数、中排量和中用液强度;高风险段则采用多簇数、低排量和低用液强度。

4.3 矿场应用

为验证套变与压窜风险等级预测模型在实际施工中的适用性与有效性,选取地质条件相近的2口同平台深层页岩气水平井Y1井与Y2井开展对比研究,其关键地质参数如表4所示。

利用该文建立的预测模型对Y2井各压裂段开展压前风险评估,结果表明不同压裂段存在差异化的风险等级(图10)。

Y1井按照原压裂方案实施,Y2井依据模型预测结果结合该文提出的工程防控对策对压裂关键参数进行优化设计(表5)。

表4 川南地区Y1井与Y2井关键地质参数

Table 4 Key parameters of fracturing design of wells Y1 and Y2 in southern Sichuan Basin

参数类型	参数范围	
	Y1井	Y2井
最大水平主应力/MPa	110.5~121.4	110.3~116.7
最小水平主应力/MPa	95.5~106.1	96.3~102.7
垂向应力/MPa	102.6~104.5	103.6~104.3
杨氏模量/GPa	33.4~56.6	38.7~49.8
泊松比	0.19~0.25	0.18~0.22
总有机碳/%	3.0~8.4	3.8~8.1
孔隙度/%	1.2~6.3	3.5~5.4
层理发育指数	64.4~145.0	64.8~144.9
微观天然裂缝发育指数	88.4~119.0	91.5~108.6
断层层距离/m	-	-
断层逼近角/(°)	-	-
距天然裂缝距离/m	0~290.6	0~201.9
天然裂缝逼近角/(°)	0~85	0~85

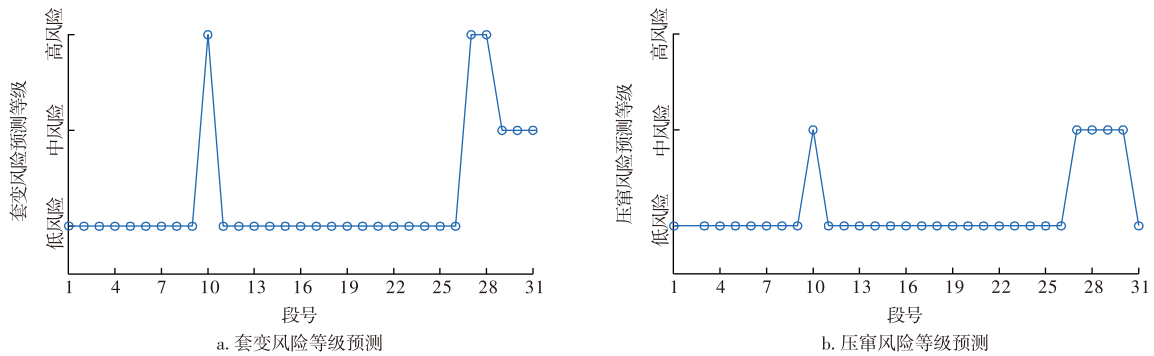


图10 川南地区Y2井压前套变与压窜风险等级预测结果

Fig. 10 Prediction results of pre-fracturing risk levels of casing deformation and frac-hit in well Y2, southern Sichuan Basin

表5 川南地区Y1井与Y2井压裂设计关键参数

Table 5 Key geological parameters of wells Y1 and Y2 in southern Sichuan Basin

井号	段号	射孔簇数	排量/(m ³ /min)	用液强度/(m ³ /m)
Y1井	第1段	4	16~18	35
	第2~4、8~24、27~31段	6	≥18	35
	第5~7、25~26段	8	14	20
Y2井	第1段(低风险段)	4	18	35
	第2~9、11~26段(低风险段)	6	18~20	35
	第10、27、28段(高风险段)	10	12	15
	第29~31段(中风险段)	8	16	25

在施工过程中,2口井均未发生压窜。Y1井第17段发生套变风险,导致该井4 755 m处套管发生变形;而Y2井未发生套变。2口井的生产动态曲线如图11所示,Y1井的千米EUR为 $0.58 \times 10^8 \text{ m}^3$,Y2井的千米EUR为 $0.67 \times 10^8 \text{ m}^3$,Y2井的压后产能明显优于Y1井。

综上,矿场应用结果验证了研究提出的套变与压窜风险等级预测模型的工程适用性,该模型不仅能够实现新井各压裂段压前风险的有效预测,还能为压裂方案的针对性优化提供可靠依据,从而取得更优的压裂效果,实现了风险防控与产能提升的兼顾。

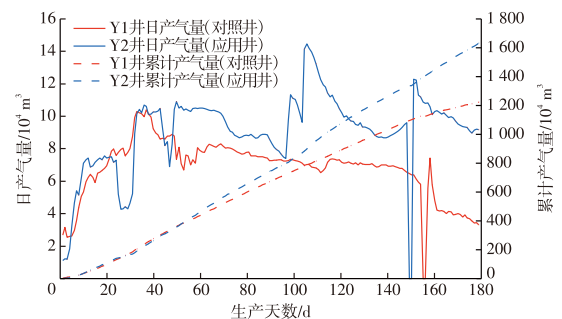


图11 川南地区Y1井、Y2井日产气量及累计产气量曲线
Fig. 11 Daily and cumulative gas production of wells Y1 and Y2 in southern Sichuan Basin

5 结论

1)套变与压窜风险的发生受断层裂缝带分布、微观天然弱面、岩石力学及地应力关键地质特征的综合影响。断层裂缝带是套变发生的关键诱因,而微观天然弱面、岩石力学及地应力通过影响水力裂缝扩展方向和局部应力分布,对套变与压窜产生直接或间接作用,表明其形成系多因素耦合作用的结果。

2)首次采用粒子群优化-反向传播神经网络方法,并以地质参数为输入特征构建风险等级预测模型。结果表明:套变风险模型在训练集与测试集上的预测准确率达到0.841 7和0.833 3,压窜风险模型则达到0.866 7和0.833 3,体现出较好的预测性能与泛化能力。

3)依据风险等级预测结果提出工程防控对策,构建了“压前风险预测—压裂方案优化”的一体化风险防控方法。矿场应用表明,该方法能够有效规避套变与压窜风险,并显著提升单井千米EUR,实现风险防控与产能提升的兼顾。

4)受限于当前断裂预测技术的不完善,天然裂缝相关参数尚难以精细刻画。未来结合天然裂缝等级、强度及几何尺寸等更高精度参数,将有助于进一步揭示天然裂缝对套变与压窜风险的影响机制。

参考文献

- [1] 赵金洲, 雍锐, 胡东风, 等. 中国深层—超深层页岩气压裂: 问题、挑战与发展方向[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 295–311.
ZHAO Jinzhou, YONG Rui, HU Dongfeng, et al. Deep and ultra-deep shale gas fracturing in China: Problems, challenges and directions[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 295–311.
- [2] 邹才能, 杨智, 孙莎莎, 等. “进源找油”: 论四川盆地页岩油气[J]. 中国科学: 地球科学, 2020, 50(7): 903–920.
ZOU Caineng, YANG Zhi, SUN Shasha, et al. “Exploring petroleum inside source kitchen”: Shale oil and gas in Sichuan Basin[J]. Scientia Sinica (Terra), 2020, 50(7): 903–920.
- [3] 何希鹏, 王凯, 何贵松, 等. 复杂构造带常压页岩气开发刻度区建立及其意义[J]. 天然气工业, 2025, 45(3): 16–35.
HE Xipeng, WANG Kai, HE Guisong, et al. Establishment of calibrated area of normal pressure shale gas development in complex structure belts and its significance[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(3): 16–35.
- [4] 何贵松, 孙斌, 高玉巧, 等. 川东南地区二叠系茅口组一段非常规天然气富集高产主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(2): 362–373.
HE Guisong, SUN Bin, GAO Yuqiao, et al. Main factors controlling unconventional gas enrichment and high production in the first member of Permian Maokou Formation, southeastern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(2): 362–373.
- [5] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129–136.
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129–136.
- [6] 张旭亮, 刘珠江, 陈超, 等. 高陡复杂构造带深层页岩气保存条件差异性分析: 以川东南綦江高陡复杂构造带为例[J]. 石油实验地质, 2023, 45(6): 1121–1131.
ZHANG Xuliang, LIU Zhujiang, CHEN Chao, et al. Differences in preservation conditions of deep shale gas in high-steep complex tectonic belt: Taking Qijiang high-steep complex tectonic belt in southeast Sichuan as an example[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1121–1131.
- [7] 马新华, 谢军, 雍锐, 等. 四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 841–855.
MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui, et al. Geological characteristics and high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 841–855.
- [8] 肖斌, 郭东旭, 冯明飞, 等. 渝东北五峰组—龙马溪组黑色页岩有机质富集主控因素[J]. 断块油气田, 2024, 31(1): 18–25.
XIAO Bin, GUO Dongxu, FENG Mingfei, et al. Main controlling factors for organic matter enrichment in black shale of Wufeng–Longmaxi Formation in northeast Chongqing[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(1): 18–25.
- [9] 何晓, 李武广, 党录瑞, 等. 深层页岩气开发关键技术难点与攻关方向[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 118–124.
HE Xiao, LI Wuguang, DANG Lurui, et al. Key technological challenges and research directions of deep shale gas development[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 118–124.
- [10] 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 Yangchongou block[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2024, 53(5): 77–83.
- [11] 郭彤楼, 熊亮, 雷炜, 等. 四川盆地南部威荣、永川地区深层页岩气勘探开发进展、挑战与思考[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 45–59.
GUO Tonglou, XIONG Liang, LEI Wei, et al. Deep shale gas exploration and development in the Weirong and Yongchuan areas, South Sichuan Basin: Progress, challenges and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 45–59.
- [12] 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.
- [13] 曾波, 冯宁鑫, 姚志广, 等. 深层页岩气储层水力压裂裂缝扩展影响机理[J]. 断块油气田, 2024, 31(2): 246–256.
ZENG Bo, FENG Ningxin, YAO Zhiguang, et al. Influence mechanism of hydraulic fracturing fracture propagation in deep shale

- gas reservoirs[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2024, 31(2): 246-256.
- [14] 李德旗,刘春亭,朱炬辉,等. 高闭合压力下深层页岩气促缝网强支撑压裂工艺[J]. *石油钻采工艺*, 2024, 46(3): 336-345.
LI Deqi, LIU Chunting, ZHU Juhui, et al. Fracturing technology with enhanced fracture network and reinforced support for deep shale gas under high closure pressure[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2024, 46(3): 336-345.
- [15] 张学平,刘友权,张鹏飞,等. 大川中沙溪庙致密砂岩储层支撑裂缝导流能力的影响因素[J]. *石油与天然气化工*, 2024, 53(3): 92-97.
ZHANG Xueping, LIU Youquan, ZHANG Pengfei, et al. Influencing factors of the fracture conductivity of propped cracks in the Shaximiao tight sandstone reservoir in central Sichuan[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2024, 53(3): 92-97.
- [16] 杨永华,宋燕高,王兴文,等. 威荣页岩气田压裂实践与认识[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(6): 1143-1150.
YANG Yonghua, SONG Yangao, WANG Xingwen, et al. Practice and understanding of fracturing in Weirong shale gas field[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(6): 1143-1150.
- [17] 王光付,李凤霞,王海波,等. 四川盆地不同类型页岩气压裂难点和对策[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1378-1392.
WANG Guangfu, LI Fengxia, WANG Haibo, et al. Difficulties and countermeasures for fracturing of various shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1378-1392.
- [18] 赵金洲,任岚,蒋廷学,等. 中国页岩气压裂十年: 回顾与展望[J]. *天然气工业*, 2021, 41(8): 121-142.
ZHAO Jinzhou, REN Lan, JIANG Tingxue, et al. Ten years of gas shale fracturing in China: Review and prospect[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(8): 121-142.
- [19] YANG S Y, HAN L H, WANG J J, et al. Laboratory study on casing deformation during multistage horizontal well fracturing in shale gas development and strain based casing design[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 89: 103893.
- [20] 詹国卫,杨建,赵勇,等. 川南深层页岩气开发实践与面临的挑战[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(6): 1067-1077.
ZHAN Guowei, YANG Jian, ZHAO Yong, et al. Development practice and challenges of deep shale gas in southern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(6): 1067-1077.
- [21] 雍锐,吴建发,曾波,等. 泸州区块页岩气地质工程一体化套变预防技术及应用[J]. *钻采工艺*, 2024, 47(6): 83-92.
YONG Rui, WU Jianfa, ZENG Bo, et al. Geology-engineering integration casing deformation prevention technology and its application in shale gas, Luzhou Block[J]. *Drilling & Production Technology*, 2024, 47(6): 83-92.
- [22] 徐颖洁,宋毅,董研,等. 泸州深层页岩气区体积压裂防窜工艺研究与应用[J]. *钻采工艺*, 2025, 48(2): 115-120.
XU Yingjie, SONG Yi, DONG Yan, et al. Research and application of frac hit prevention for volume fracturing in deep shale gas area, Luzhou[J]. *Drilling & Production Technology*, 2025, 48(2): 115-120.
- [23] LI Z, LI H T, LI G, et al. The influence of shale swelling on casing deformation during hydraulic fracturing[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 205: 108844.
- [24] LU Q L, LIU Z, GUO J C, et al. Hydraulic fracturing induced casing shear deformation and a prediction model of casing deformation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(2): 460-468.
- [25] LI H T, LI Z, LI G, et al. Casing deformation mechanisms of horizontal wells in Weirong shale gas field during multistage hydraulic fracturing[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 84: 103646.
- [26] YIN F, HAN L H, YANG S Y, et al. Casing deformation from fracture slip in hydraulic fracturing[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 166: 235-241.
- [27] YIN F, XIAO Y, HAN L H, et al. Quantifying the induced fracture slip and casing deformation in hydraulically fracturing shale gas wells [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 60: 103-111.
- [28] 金亦秋,赵群,牟易升,等. 泸州地区深层页岩气水平井套变成因机理探讨[J]. *天然气工业*, 2024, 44(2): 99-110.
JIN Yiqiu, ZHAO Qun, MOU Yisheng, et al. Discussion on formation mechanism of casing deformation in horizontal wells in deep shale gas of Luzhou area[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(2): 99-110.
- [29] 王文东,喻文锋,高攀,等. 页岩气井间压裂窜扰机理及影响规律[J]. *天然气工业*, 2024, 44(1): 128-138.
WANG Wendong, YU Wenfeng, GAO Pan, et al. Mechanisms and impact patterns of frac hits between shale gas wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(1): 128-138.
- [30] 何乐,袁灿明,龚蔚. 页岩气井间压窜影响因素分析和防窜对策[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(5): 63-69.
HE Le, YUAN Canming, GONG Wei. Influencing factors and preventing measures of intra-well frac hit in shale gas[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(5): 63-69.
- [31] 胡永章,唐焯赫,朱海燕,等. 威荣深层页岩储层水力压裂多井压窜现象及机理[J]. *断块油气田*, 2024, 31(5): 851-857.
HU Yongzhang, TANG Xuanhe, ZHU Haiyan, et al. Phenomenon and mechanism of multi-well frac hits hydraulic fracturing in Weirong deep shale reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2024, 31(5): 851-857.
- [32] 张国东,夏彪,李友培,等. 井研一缝为筇竹寺页岩气井套变机理及预防措施[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 46(6): 165-176.
ZHANG Guodong, XIA Biao, LI Youpei, et al. Mechanism and preventive measures of casing deformation in shale gas wells of Qiongzhusi Formation in Jingyan-Qianwei area[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2024, 46(6): 165-176.
- [33] 韩玲玲,李熙喆,刘照义,等. 川南泸州深层页岩气井套变主控因素与防控对策[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(4): 853-861.
HAN Lingling, LI Xizhe, LIU Zhaoyi, et al. Influencing factors and prevention measures of casing deformation in deep shale gas wells in Luzhou block, southern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(4): 853-861.
- [34] 何歆如,朱海燕,王向阳,等. 深层页岩水力压裂对套管变形的影响[J]. *断块油气田*, 2024, 31(4): 726-733.
HE Xinru, ZHU Haiyan, WANG Xiangyang, et al. Influence of hydraulic fracturing on casing deformation of deep shale gas reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2024, 31(4): 726-733.
- [35] SHEN C, WU J F, ZENG B, et al. Measures and results of prevention

- and control on casing deformation and frac-hit in deep shale gas wells in southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry B*, 2024, 11(3): 262-273.
- [36] 吴建发, 张成林, 赵圣贤, 等. 川南地区典型页岩气藏类型及勘探开发启示[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(8): 1385-1400.
WU Jianfa, ZHANG Chenglin, ZHAO Shengxian, et al. Typical types of shale gas reservoirs in southern Sichuan Basin and enlightenment of exploration and development[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(8): 1385-1400.
- [37] 杨少航, 罗良, 马诗杰, 等. 川南长宁地区构造变形特征及对页岩气保存条件的影响[J]. *现代地质*, 2024, 38(6): 1458-1472.
YANG Shaohang, LUO Liang, MA Shijie, et al. Structural deformation and shale gas preservation conditions in the Changning area of the southern Sichuan Basin[J]. *Geoscience*, 2024, 38(6): 1458-1472.
- [38] 黄志辉. 神经网络优化算法研究[D]. 长沙: 中南大学, 2009.
HUANG Zhihui. Research of optimization algorithm on artificial neural network[D]. Changsha: Central South University, 2009.
- [39] RUMELHART D E, HINTON G E, WILLIAMS R J. Learning representations by back-propagating errors[J]. *Nature*, 1986, 323(6088): 533-536.
- [40] EBERHART R, KENNEDY J. A new optimizer using particle swarm theory: Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science[C]. Nagoya, Japan: IEEE, 1995.
- [41] KENNEDY J, EBERHART R. Particle swarm optimization: Proceedings of International Conference on Neural Networks[C]. Perth, Australia: IEEE, 1995.
- [42] 王冲, 华德睿. 基于 PSO-BP 神经网络的船舶生产设计软件成熟度评估方法[J]. *中国舰船研究*, 2024, 19(增刊 2): 216-224.
WANG Chong, HUA Derui. Maturity evaluation method of ship production design software based on PSO-BP neural network[J]. *Chinese Journal of Ship Research*, 2024, 19(Suppl. 2): 216-224.
- [43] 徐鹏. 基于 PSO-BP 算法的规范手写体数字离线识别[J]. *传感器与微系统*, 2009, 28(9): 9-11.
XU Peng. Standard handwritten form numeral off-line recognition based on PSO-BP neural network[J]. *Transducer and Microsystem Technologies*, 2009, 28(9): 9-11.

(编辑 李青)