

基于BP神经网络的苏里格气田裂缝强制闭合模型分析

李 达^{1,2}, 傅 鹏^{1,2}, 朱李安^{1,2}, 何 平^{1,2}

(1. 长庆油田分公司油气工艺研究院, 陕西西安 710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西西安 710018)

[摘要]在压裂施工过程中,为了减少压裂液对储层的伤害,压裂液应当被及时排出地层。结合物质平衡原理、渗流力学理论和二维滤失模型,建立了裂缝强制闭合模型,并编制了相应的计算程序,根据井口压力变化规律并结合裂缝闭合条件可得到不同渗透率、裂缝高度和裂缝半长对应的裂缝强制闭合时间。同时,影响裂缝闭合时间的因素权重通过BP神经网络结合理论模型的数据进行了研究。结果显示,渗透率、裂缝高度、返排液粘度、裂缝半长、井筒半径和油嘴半径这六个参数是影响裂缝闭合时间的主要因素,并且在这些因素中,渗透率和油嘴半径的影响权重最大。因此,在压裂液返排过程中,为了实现改善压裂效果的目的,要着重考虑油嘴半径的选择。本文结果为裂缝闭合时间的研究提供了可靠的理论基础。

[关键词] 水力压裂 BP神经网络 裂缝强制闭合 二维滤失 因素分析 苏里格气田

[中图分类号]TD313 **[文献标识码]**B **[文章编号]**0495-5331(2019)06-07

Li Da, Fu Peng, Zhu Li'an, He Ping. Model analysis of forced crack closure in the Sulige gas field based on BP neural network[J]. *Geology and Exploration*, 2019, 55(6):1484-1490.

0 引言

水力压裂作为改善油气渗流能力、提高油藏开发效果的主要增产技术手段,其应用程度越来越广泛。对于低渗透致密油气田的开发,越来越多的压裂井被应用进来。同时,随着对水力压裂影响因素的深入研究,压后返排程序是气井压后管理最为重要的环节之一(Phillips, 1972; 张晟南, 2013),直接影响到气井的产量和寿命。压后返排的目的是为了减少支撑剂的回流,让大部分支撑剂都能留在地层中,就是确保压裂施工的稳定进行以及压裂液尽可能地排出(Daneshy, 2011)。

由于压后返排问题复杂性,在现场返排作业过程中,经验因素影响较大,没有科学合理的理论作为指导,导致返排工艺环节具有较大的盲目性。因此,如何优选裂缝闭合前后放喷油嘴大小,以及裂缝闭合时间的准确预测就成为了压后返排急需解决的重要问题(李宗田等, 2010; 夏玉磊等, 2017)。当压裂结束后,裂缝向下发育延伸时,在重力的作用下,大

量的支撑剂会逐渐沉积下来,这样就会造成支撑剂在裂缝中分布不均匀。因此,在压裂施工过程中,常常使用裂缝强制闭合技术来减少这种问题的损害(姜瑞忠等, 2004)。Robinson et al. (1988)在20世纪80年代通过实验证明,控制返排的速度可以大幅度降低支撑剂的破碎率以及减少支撑剂的回流情况,使用这种方法,支撑剂很容易留在地层中,使裂缝得到有效的发育。Ely et al. (1999)提出裂缝强制闭合技术,压裂完成之后,迅速将压裂液从地层中返排出来,裂缝导流能力得到改善,将气井的生产潜能尽可能地发挥出来。Barree and Mukherjee (1995)提出了反向脱砂工艺,这是一种快速脱砂的方法。国内学者在这方面也做了大量的研究。刘川生(1996)主张对地层进行压裂酸化处理,采用控制气井排液时间和排液方式的方法来改善压裂效果。蒋廷学等(2003)利用压裂施工后的实际数据,进行了裂缝闭合时间的计算,可以为现场施工人员的生产起到指导作用。

实际应用中,为了得到裂缝闭合时间,通常要用

[收稿日期]2018-09-07; **[改回日期]**2019-07-08; **[责任编辑]**衣骏杰。

[基金项目]中国石油股份公司重大专项“长庆油田5000万吨持续高效稳产技术研究与应用”(编号:2016E-05)资助。

[第一作者]李 达(1981年-),高级工程师,2003年毕业于西安石油大学,本科,主要从事低渗、致密油气储层改造技术研究工作。

E-mail: ld3_cq@petrochina.com.cn。

到大量的压裂后的压降数据,将数据代入到压降理论模型中得到结果。但是,实际压裂施工中,如果压裂结束后,压降数据没有被采集,那么之后的油嘴替换过程中,就会存在很多的不确定性(Nolte, 1986; Meyer and Henry, 2000; 郭建春等, 2004; 王兴文等, 2006)。

通过裂缝强制闭合模型进行分析,我们可以得到单个因素对于裂缝闭合时间的影响,为了宏观分析各个因素对于裂缝闭合时间的影响程度,将裂缝闭合时间输入BP神经网络中,得到多因素分析的结果。人工神经网络是计算机模仿人类大脑神经系统解决问题、处理问题的过程,通过向神经网络中输入训练样本,让神经网络进行学习,当误差达到设置的精度时就表明学习已经完成,此时将需要预测的数据输入到训练好的人工神经网络中,就可以得到相应的预测值(谢贤平等, 1995)。由于人工神经网络高度的非线性逼近能力和强大的自适应和自我学习能力,其不仅可以反映出输入变量与输出变量之间的非线性关系,而且还可以精确预测油藏数据。最常使用的神经网络是BP神经网络(单志刚等, 2000)。

本文通过返排模型、二维滤失模型以及裂缝体积变化模型得到裂缝强制闭合模型,将裂缝强制闭合模型代入实际生产数据,预测闭合时间。通过BP神经网络,分析得到影响闭合时间不同因素的权值大小。

1 模型的建立和关键参数计算

1.1 模型假设条件

①裂缝的高度不变;②流体为可压缩流体;③泵停止后裂缝也停止延伸,缝中压力在短时间内视为平衡的;④地层之间没有滑动,地层被认为是线弹性体,裂缝为椭圆形;⑤裂缝的高度和长度都认为不变,裂缝的宽度减小。

根据守恒原理,压裂液返排出的体积量($V_{\#}$)与压裂液滤失到地层的体积量(V_{loss})之和等于裂缝自身体积的变化量(ΔV_f)。具体表达式如下(王鸿勋, 1987):

$$\Delta V_f = V_{\#} + V_{\text{loss}} \quad (1)$$

式中, ΔV_f 为裂缝体积变化量, m^3 ; $V_{\#}$ 为压裂液返排量, m^3 ; V_{loss} 为裂缝滤失量, m^3 。

1.2 返排量的计算

根据伯努利方程,井口处的能量与油嘴处的能量守恒(袁恩熙, 2001):

$$\frac{p(t)}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} = \frac{P_0}{\gamma} + \frac{v^2}{2g} + \xi \frac{v^2}{2g} \quad (2)$$

式中, $p(t)$ 为井口压力,MPa; v_1 为返排压裂液井筒流速, m/s ; v 为返排压裂液井口流速, m/s ; ξ 为局部阻力系数,无量纲,取0.5; γ 为流体重度, N/m^3 ; g 是重力加速度, 9.8m/s^2 。

由连续性方程

$$v_1 \pi R^2 = v \pi r^2 \Rightarrow \frac{v_1}{v} = \frac{r^2}{R^2} \quad (3)$$

式中, R 为井筒的半径, m ; r 为放喷油嘴半径, m 。

联立方程(2)和方程(3),返排流速表达式为:综合公式(4)和(5)

$$v = 1.414 \times 10^3 \rho^{-0.5} \left(1 + \xi - \frac{r^4}{R^4}\right)^{-0.5} [p(t) - P_0]^{0.5} \quad (4)$$

不同时刻累计返排量 $V_{\#}$ 可以表示为:

$$V_{\#} = \int_0^t 1.414 \times 10^3 \pi r^2 \rho^{-0.5} \left(1 + \xi - \frac{r^4}{R^4}\right)^{-0.5} [p(t) - P_0]^{0.5} dt \quad (5)$$

上式中, ξ 是局部阻力系数,无量纲,取0.5; r 、 R 分别为放喷油嘴和井筒的半径, m ; $p(t)$ 为返排过程中的井口的压力,MPa; P_0 为一个标准大气压,0.1MPa; ρ 为返排液的密度, kg/m^3 。

管路的摩阻压降为

$$p = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g} = \frac{\lambda L v^2 \rho}{2D} \quad (8)$$

采用复合梯形积分公式的方法对方程(5)进行求解(李广扬等, 2002)。

$$V_{\#}^n = \frac{\Delta t}{2} \left\{ [p(t_0) - P_0]^{0.5} + (p_f^n - p_h - \Delta p^n - P_0)^{0.5} + 2 \sum_{i=1}^{n-1} (p_f^i - p_h - \Delta p^i - P_0)^{0.5} \right\} \cdot BB \quad (9)$$

其中: $BB = 1.414 \times 10^3 \pi r^2 \rho^{-0.5} \left(1 + \xi - \frac{r^4}{R^4}\right)^{-0.5}$

上式中, Δt 为时间步长,和滤失量的解法相同, s ;上标 n 表示 t_n 时刻; p_h 为井筒静液柱压力,MPa; h 是井筒深度, m ; $p(t_0)$ 为泵停止时的井口的压力,返排工作若是在停泵后立刻进行, $p(t_0)$ 为瞬时停泵压力 p_{ISP} ,MPa。在 t_n 时刻, t_1 至 t_{n-1} 时刻的井底压力值已求出,也就是

$$V_{\#}^n = f_1(p_f^n) \quad (10)$$

1.3 裂缝体积的变化计算

假设地层之间没有滑移,地层是线弹性体,裂缝的长度和高度保持不变,裂缝形态呈不规则的椭圆

形形态。

由 England 和 Green 公式,井底最大裂缝宽度(王鸿勋和张士诚,1998;郭大立等,2001)为:

当 $H_w < H_p$ 时,

$$W_{\max}(t) = \frac{2(1-\gamma^2)H_w}{E} [P_f(t) - s_1] \quad (11)$$

式中, γ 是地层岩石泊松比,无因次; E 是地层岩石弹性模量,MPa; H_p 是压裂层厚度,m; H_w 是井底裂缝高度,m; $P_f(t)$ 是 t 时刻井底压力,MPa; S_1 是压裂地层水平方向的最小主应力,MPa; S_2 是上下隔层水平方向的最小主应力,MPa。

我们用一个等面积的椭圆形来代替裂缝宽度截面,这个椭圆截面叫做当量椭圆截面,其短轴为 W'_{\max} 。井底部位,最大的当量椭圆截面表达式如下:

当 $H_w < H_p$ 时,

$$W'_{\max}(t) = \frac{2(1-\gamma^2)H_w}{E} [P_f(t) - S_1] \quad (13)$$

在停泵时刻,裂缝的体积为:

$$V_f(t_0) = \frac{\pi}{4} H_w L_p W'_{\max}(t_0) M \quad (16)$$

式中:

$$M = \frac{1.01H_p}{H_w} + \frac{1}{k} \sin^{-1} k$$

$$k = \sqrt{1 - \frac{1.01H_p}{H_w}}$$

假设泵停止时,井口压力为 $P_{\text{停}}$ 。那么,泵停止之后的某一个时刻,裂缝减少的体积量表达式如下:

$$\Delta V_f = \frac{\pi}{4} H_w L_p M [W'_{\max}(t_0) - W'_{\max}(t_n)]$$

$$= \frac{\pi(1-\gamma^2)}{2E} H_w^2 L_p M [P_f(t_0) - P_f(t_n)] \quad (17)$$

式(17)中, $P_f(t_0)$ 为泵停止时刻的井底压力,通过这一时刻的井底压力,我们计算可以得到这一时刻的裂缝体积变化量。

$$\Delta V_f = f_v(P_f^n) \quad (18)$$

1.4 二维滤失模型计算

根据达西定律,压裂液滤失微分方程如下(李勇明等,2000):

$$\nabla \cdot \left[\frac{k_d}{\mu_e} \nabla p \right] = c_i \varphi_d \frac{\partial p}{\partial t} \quad (19)$$

封闭外边界

$$\frac{\partial p}{\partial y} \Big|_{y=L} = 0; \frac{\partial p}{\partial x} \Big|_{x=L} = 0 \quad (21)$$

定压外边界

$$p \Big|_{y=L_y} = p_i; p \Big|_{x=L_x} = p_i \quad (22)$$

内边界条件

$$p \Big|_{x=L_f} = P_f(y=0) \quad (23)$$

初始条件

$$P \Big|_{t=0} = p \quad (24)$$

此外

$$\frac{\partial p}{\partial x} \Big|_{x=0} = 0 (y=0 \sim L_y) \quad \frac{\partial p}{\partial y} \Big|_{y=0} = 0 (x=L_f \sim L_x) \quad (25)$$

滤失速度

$$v_i = k_d (p_f - p_{i,1}) / (\mu_\theta \times \Delta y_1) \quad (26)$$

根据上面列方程,进行离散化处理,可以得到一个五对角方程组,采用强隐式方法进行求解得到各个网格点的压力值,再通过(22)式得到不同裂缝处的滤失速度。

总滤失量:

$$V_{\text{loss}}^n = V_{\text{loss}}^{n-1} + 4 \frac{k_d}{\mu_e} \frac{P_f^n - p_{i,1}}{\Delta y_1} l_f h \quad (28)$$

上标 n 表示的是时刻, V_{loss} 是随井底压力 P_f 的变化而变化的。在 t_n 时刻,从 t_1 至 t_{n-1} 的井底压力已经得到,那么 V_{loss}^n 只与 P_f^n 有关,也就是:

$$V_{\text{loss}}^n = f_3(P_f^n) \quad (29)$$

为了便于求解,式(1)变为:

$$\Delta V_f^n = V_{\text{loss}}^{n-1} + V_{\text{排}}^n \quad (30)$$

1.5 BP 神经网络介绍

人工神经网络是由神经元组成的网络系统,拥有极强的多元非线性回归特征,且具有并行处理的特点。对于神经网络来说,有很多种学习算法,在本文中采用 BP 神经网络进行研究分析。

1.5.1 BP 神经网络简介

BP 神经网络的基础是反向传播算法,误差从后向前传播。BP 神经网络层与层之间的神经元都有连接,任意某一层中的神经元之间不存在连接;BP 神经网络的传递函数是可微的,通常隐含层选用 Sigmoid 函数;BP 神经网络不断修正误差值来进行计算学习(图 1)(Huang et al.,2004)。

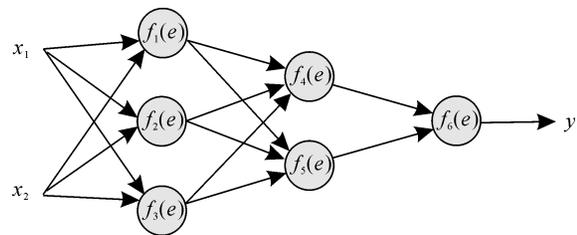


图 1 BP 神经网络结构图

Fig.1 Structure of BP neural network

1.5.2 BP 神经网络算法原理

BP 神经网络的第一步是确定网络的层数和神

经元的数量。BP 神经网络需要一组数据作为训练样本。开始训练时,首先根据数据特征选取合适的初始权值或者取随机值作为权值,然后将样本数据输入到神经网络中,神经网络根据输入值首先得到一组初始输出值,然后用初始输出值与目标输出值

求得误差值,通过误差值,根据某种准则逐层向前修改权值,当误差值小于某个精度之后,则视为神经网络训练完成(图2)。训练完成的神经网络的各个权值通过统计分析的数学原理即可得到各个元素的影响权重(杨志浩和李治平,2017)。

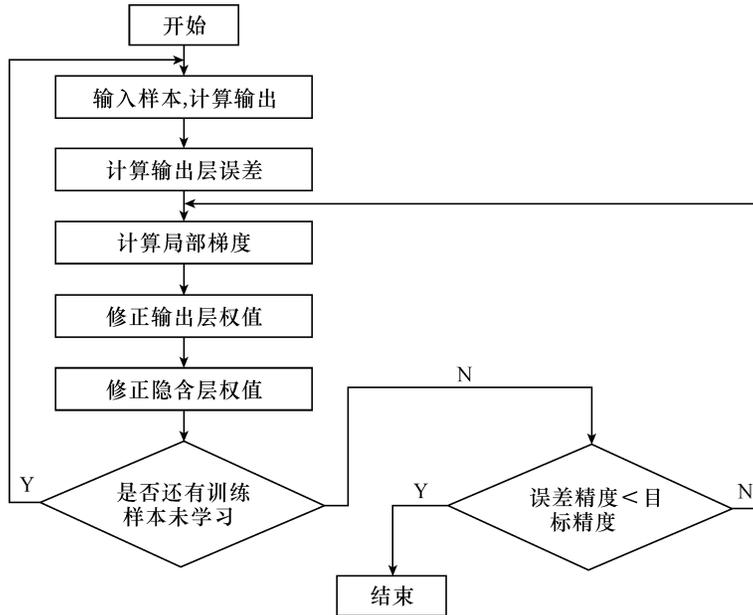


图2 BP神经网络算法图

Fig.2 Flow chart of algorithm based on BP neural network

2 数学模型求解步骤及计算流程

(1)假设一个放喷油嘴的半径,计算时间步长内的返排量。具体表达式见(10);

(2)由井筒流体形态选择合适的公式计算井筒的摩阻压降,得到井底压力,通过二维 PKN 或者 KGD 模型得到裂缝减小的体积量。具体表达式见(16);

(3)计算出上一时刻的井口压力之后,根据公式计算当前时间步长的滤失量。计算中,我们尽可能地采用较小的时间步长,以便前一时间步长的滤失量可以近似为下一时刻的滤失量,这样不仅保证解的不失真,又可以应用数值解法求解模型。具体表达式见(28);

(4)将上面的计算结果代入(30)式,利用牛顿-拉夫森方法对其进行迭代求解,则可以得到 p_f^t 的值。相应的就得到了井口压力 $p(t)$ 曲线变化趋势。将储层数据与裂缝闭合时间代入到 BP 神经网络中。将训练好的 BP 神经网络的权值分析处理,得到影响裂缝闭合时间的影响因素权值大小(图3)。

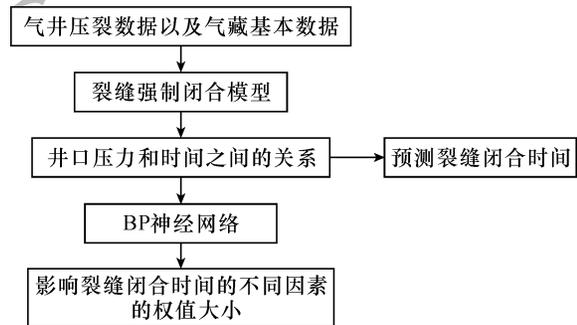


图3 裂缝强制闭合模型研究

Fig.3 Model analysis of forced crack closure

3 实例计算及分析

3.1 裂缝强制闭合模型研究

X 井的相关数据,地层深度 3200m;返排压裂液的密度 $1020\text{kg}/\text{m}^3$;井筒半径 0.12m;储层的高度 12m;裂缝滤失高度 10m;杨氏模量 27500 MPa;停泵的初始井口压力 20.8 MPa;裂缝长度 135m;地层孔隙度 0.08;地层原始的渗透率 0.25mD;地层原始压力 35.2MPa。根据上述裂缝强制闭合模型,计算不同渗透率,裂缝高度和裂缝半长下的裂缝强制闭合时间。

取不同渗透率值的情况,井口压力变化趋势也

随之改变。渗透率取值越大,裂缝闭合所用时间越短。在实际情境中渗透率取值越大,相同时间下从井口排出的流体越多,裂缝闭合也就越快(图 4)。

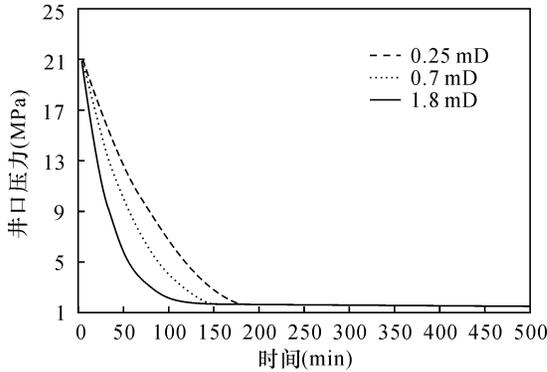


图 4 渗透率变化对井口压力的影响

Fig. 4 Influence of variation of permeability on pressure at well mouth

图 5 显示出不同裂缝高度下的井口压力变化趋势

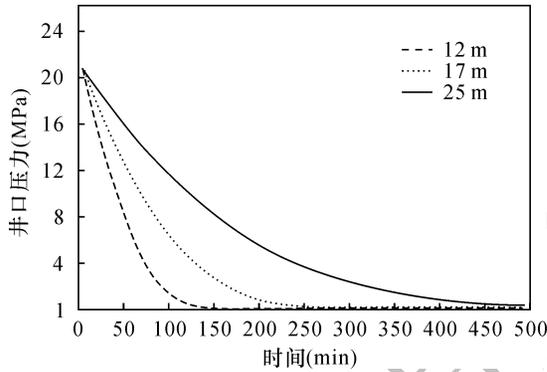


图 5 不同裂缝高度的井口压力变化图

Fig. 5 Variation of well mouth pressure with time for different crack heights

势。裂缝的高度越大,裂缝闭合所需要的时间越长。这是因为,随着裂缝高度的增加,裂缝体积也相应增加,裂缝闭合所需排出的压裂液越多,所以裂缝闭合所需的时间越长。

图 6 显示了不同裂缝半长情况下的井口压力变化趋势图。裂缝半长越大,裂缝闭合所需要的时间越长。在实际情境中,裂缝半长越长,裂缝体积增加,需要排出的流体增多,所以井口闭合所需的时间越长。

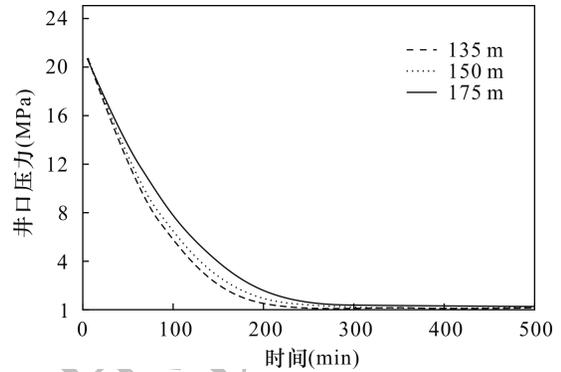


图 6 不同裂缝半长的井口压力变化图

Fig. 6 Variation of well mouth pressure with time for different crack radii

3.2 BP 神经网络多因素分析

3.2.1 BP 神经网络的搭建

本文主要考虑渗透率、裂缝高度、返排液粘度、裂缝半长、井筒半径和油嘴半径六个因素。为了获得各个评价指标的权重,首先要确定神经网络的神经元数目。输入层神经元数目为考虑的因素数量,输出为裂缝闭合时间,所以输出层神经元数目为 1。

表 1 神经网络参数表

Table 1 Parameters of neural network

网络结构	输入层神经元	输出层神经元	隐含层个数	隐含层神经元
BP 神经网络	6	1	1	5

3.2.2 训练神经网络

将不同的计算参数代入到裂缝强制闭合模型中,计算得到不同参数下的裂缝闭合时间。将这些计算结果整理汇总,得到 BP 神经网络的训练样本。将不同的计算参数作为 BP 神经网络的输入神经元

参数,将计算得到的裂缝闭合时间作为 BP 神经网络的输出神经元参数。通过不断训练 BP 神经网络,达到设定精度后,BP 神经网络训练完成。

将训练完成的 BP 神经网络中所有的神经元参数提出来,得到权值表,如表 2 所示。

表 2 神经网络内部权值表

Table 2 Weights within neural network

隐含层神经	输入层权值						输出层权值
1	1.3865	-0.05716	-0.566	-0.52496	-0.08796	0.72528	-3.1736
2	1.0605	0.17098	0.11422	-0.29087	0.12461	0.20255	1.5144
3	-0.89675	0.24362	0.09175	-0.1772	-0.12979	-0.43025	0.052813
4	0.48179	-0.0692	-0.36876	-0.03666	0.006714	0.66988	-0.47874
5	0.045826	0.046739	0.049775	-0.20696	0.003701	-0.21235	-3.0568

利用以下指标对神经元权值进行描述,从而得到各个元素的权重(孙会君和王新华,2001)。

(1) 相关显著性系数

$$r_{ij} = \sum_{k=1}^p W_{ki} (1 - e^{-x}) / (1 + e^{-x}) \quad (31)$$

$$x = w_{jk} \quad (32)$$

(2) 相关指数

$$R_{ij} = | (1 - e^{-y}) / (1 + e^{-y}) | \quad (33)$$

$$y = w_{ij} \quad (34)$$

(3) 绝对影响系数

$$S_{ij} = R_{ij} / \sum_{i=1}^m R_{ij} \quad (35)$$

上述公式:脚标 i 、 j 、 k 代表相应层的神经元, i 是输入层, j 是输出层, k 是隐含层, w_{ki} 是 i 和 k 之间的权重系数; w_{jk} 是 j 和 k 之间的权重系数。

绝对影响系数 S 就是对于裂缝闭合时间的不同因素的权重。通过计算得出各评价指标的权重如表3。

表3 裂缝闭合时间指标权重
Table 3 Weights of indexes of crack closure time

指标名称	权重
渗透率	0.337275
裂缝半长	0.029087
裂缝高度	0.213924
返排液粘度	0.142953
井筒半径	0.031682
油嘴半径	0.245079

从表3可以看出,对于裂缝闭合时间的各项指标,渗透率的影响权重最大,但渗透率并不是人为可控的参数。油嘴半径对裂缝闭合时间的影响权重为0.245079,仅次于渗透率,这一参数对于裂缝闭合时间的影响也是很大的。所以,在压裂液返排过程中,我们可以人为地选择不同半径的油嘴进行返排作业,进而合理控制裂缝闭合时间,达到改善压裂效果的目的。

4 结论

(1) 本文利用物质平衡原理、渗流力学理论和二维滤失模型,建立了压裂液强制返排的数学模型,该模型可以预测不同渗透率、裂缝高度和裂缝半长时的裂缝闭合时间,为油藏工程师进行后续的研究提供了理论基础。

(2) 该模型较好地模拟了流体从裂缝穿过井底,从井筒流出井口的流动过程,符合实际中的流体流动状态,并能在不需要压后冗长的压降数据的情

况下完成计算,简化了裂缝闭合模型的相关计算,为现场工程师的应用提供了便利。

(3) 采用 BP 神经网络对返排液粘度、渗透率、裂缝高度、裂缝半长、井筒半径和油嘴半径对裂缝闭合时间的影响权重,从计算结果来看,渗透率和油嘴半径的影响权重最大,所以在压裂液返排时,为了改善压裂效果,应当选择合适的油嘴半径。

[References]

- Barree R, Mukherjee H. 1995. Engineering criteria for fracture flowback procedures[C]// Low Permeability Reservoirs Symposium, 19 - 22 March, Denver, Colorado. SPE 29600; 1 - 14.
- Daneshy A. 2011. Hydraulic fracturing of horizontal wells: Issues and insights[C]// Society of Petroleum Engineers.
- Ely J W, Arnold W T, Holditch S A. 1990. New techniques and quality control find success in enhancing productivity and minimizing proppant flowback[C]// SPE Technical Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Guo Dali, Zhao Jinzhou, Guo Jianchun. 2001. Three - dimensional model and mathematical fitting method for pressure drop analysis after fracturing[J]. Natural Gas Industry, 21(5): 49 - 52 (in Chinese with English abstract).
- Guo Jianchun, Wang Xingwen, Zhao Jinzhou, Li Huaiwen. 2004. Pressure drop analysis model considering discharge and fracturing fluid compressibility[J]. Drilling Process, 27(5): 24 - 27 (in Chinese).
- Huang W, Nakamori Y, Wang S Y. 2004. A general approach based on auto correlation to determine input variables of neural networks for time series forecasting[J]. Journal of Systems Science and Complexity, 17(3): 297 - 305.
- Jiang Ruizhong, Jiang Tingxue, Wang Yongli. 2004. Recent developments and prospects of hydraulic fracturing technology[J]. Oil Drilling Process, 26(4): 52 - 57 (in Chinese).
- Jiang Tingxue, Wang Xugang, Guan Wenlong. 2003. New model for pressure drop analysis under forced closed condition of crack[J]. Acta Petroleum Sinica, 24(1): 78 - 81 (in Chinese with English abstract).
- Li Guangyang, Wang Chaoneng, Yi Dayi. 2002. Numerical analysis[M]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology Press; 67 - 70 (in Chinese).
- Li Yongming, Ji Lujun, Guo Jianchun. 2000. Two - dimensional numerical simulation of fluid loss in fracturing fluid[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 22(2): 43 - 45 (in Chinese with English abstract).
- Li Zongtian, Li Fengxia, Huang Zhiwen. 2010. The key role of hydraulic fracturing in oil and gas field exploration and development[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 17(5): 76 - 79 (in Chinese with English abstract).
- Liu Chuangsheng. 1996. Method for discharging and discharging liquid after gas well acidification[J]. Drilling Process, 19(2): 94 - 96 (in Chinese).
- Meyer B R, Henry R. 2000. Implementation of fracture calibration equations for pressure dependent leak off[J]. SPE 62545; 1 - 20.
- Nolte K G. 1986. A general analysis of fracturing pressure decline with application to three models[J]. SPE Formation Evaluation, 1(6):

- 571 - 583.
- Phillips W J. 1972. Hydraulic fracturing and mineralization[J]. Journal of the Geological Society, 128(4): 337 - 359.
- Robinson B M, Holditch S A, Whitehead W S. 1988. Minimizing damage to a propped fracture by controlled flowback procedures[J]. Journal of Petroleum Technology, 40(6): 753 - 759.
- Shan Zhigang, Shao Weiguang, Chen Juntao. 2000. Study on artificial nerve in real - time prediction of stuck drilling tools [J]. Geology and Exploration, 36(2): 10 - 12.
- Sun Huijun, Wang Xinhua. 2001. Application of artificial neural network to determine the weight of evaluation indicators [J]. Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science Edition), 20(3): 84 - 86 (in Chinese with English abstract).
- Wang Hongxun, Zhang Shicheng. 1998. Numerical Calculation Method for Hydraulic Fracturing Design [M]. Beijing: Petroleum Industry Press: 23 - 25 (in Chinese).
- Wang Hongxun. 1987. Hydraulic Fracturing Principle [M]. Beijing: Petroleum Industry Press: 125 - 129 (in Chinese).
- Wang Xingwen, Wang Shize, Guo Jianchun, Zhao Jinzhou. 2006. Analysis and application of fracturing pressure drop in fractured reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 26(12): 127 - 129 (in Chinese with English abstract).
- Xia Yulei, Lan Jianping, Feng Zhijun. 2017. Analysis of key roles of hydraulic fracturing in oil and gas field exploration and development [J]. China Chemical Trade, 9(19): 248 (in Chinese).
- Xie Xianping, Chai Jianshe, Tong Guangzhao. 1995. BP network analysis method for geological data [J]. Geology and Exploration, 31(2): 38 - 42 (in Chinese with English abstract).
- Yang Zhihao, Li Zhiping. 2017. New method for water - controlled fracturing selection of bottom water reservoir based on BP neural network [J]. Geology and Exploration, 53(4): 818 - 824 (in Chinese with English abstract).
- Yuan Enxi. 2001. Engineering Fluid Mechanics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press: 45 - 62 (in Chinese).
- Zhang Shengnan. 2013. Hydraulic fracturing technology [J]. China Chemical Trade, 5(10): 18 (in Chinese).
- Zhou Ziyong, Wang Chunxiao, Zeng Lianbo. 2011. Prediction and visualization of reservoir fracture based on ANN and GIS [J]. Geology and Exploration, 47(3): 492 - 497 (in Chinese with English abstract). [附中文参考文献]
- 单志刚, 邵伟光, 陈俊涛. 2000. 神经网络在实时卡钻预测中的应用研究 [J]. 地质与勘探, 36(2): 10 - 12.
- 郭大立, 赵金洲, 郭建春. 2001. 压裂后压降分析的三维模型和数学拟合方法 [J]. 天然气工业, 21(5): 49 - 52.
- 郭建春, 王兴文, 赵金洲, 李怀文. 2004. 考虑放喷及压裂液压缩性时的压降分析模型 [J]. 钻采工艺, 27(5): 24 - 27.
- 姜瑞忠, 蒋廷学, 汪永利. 2004. 水力压裂技术的近期发展及展望 [J]. 石油钻采工艺, 26(4): 52 - 57.
- 蒋廷学, 汪绪刚, 关文龙. 2003. 裂缝强制闭合条件下的压降分析新模型 [J]. 石油学报, 24(1): 78 - 81.
- 李广扬, 王能超, 易大义. 2002. 数值分析 [M]. 北京: 华中科技大学出版社: 67 - 70.
- 李勇明, 纪禄军, 郭建春. 2000. 压裂液滤失的二维数值模拟 [J]. 西南石油学院学报, 22(2): 43 - 45.
- 李宗田, 李凤霞, 黄志文. 2010. 水力压裂在油气田勘探开发中的关键作用 [J]. 油气地质与采收率, 17(5): 76 - 79.
- 刘川生. 1996. 气井酸化后间隙放喷排液的方法 [J]. 钻采工艺, 19(2): 94 - 96.
- 孙会君, 王新华. 2001. 应用神经网络确定评价指标的权重 [J]. 山东科技大学学报(自然科学版), 20(3): 84 - 86.
- 王鸿勋, 张士诚. 1998. 水力压裂设计数值计算方法 [M]. 北京: 石油工业出版社: 23 - 25.
- 王鸿勋. 1987. 水力压裂原理 [M]. 北京: 石油工业出版社: 125 - 129.
- 王兴文, 王世泽, 郭建春, 赵金洲. 2006. 裂缝性油气藏压裂压降分析研究与应用 [J]. 天然气工业, 26(12): 127 - 129.
- 夏玉磊, 兰建平, 封治军. 2017. 水力压裂在油气田勘探开发中的关键作用分析 [J]. 中国化工贸易, 9(19): 248.
- 谢贤平, 柴建设, 童光煦. 1995. 地质数据的 BP 网络分析方法 [J]. 地质与勘探, 31(2): 38 - 42.
- 杨志浩, 李治平. 2017. 基于 BP 神经网络的底水油藏控水压裂选段新方法 [J]. 地质与勘探, 53(4): 818 - 824.
- 袁恩熙. 2001. 工程流体力学 [M]. 北京: 石油工业出版社: 45 - 62.
- 张晟南. 2013. 水力压裂技术 [J]. 中国化工贸易, 5(10): 18.
- 周子勇, 王春晓, 曾联波. 2011. 基于神经网络和 GIS 的储层裂缝预测与可视化 [J]. 地质与勘探, 47(3): 492 - 497.

Model Analysis of Forced Crack Closure in the Sulige Gas Field Based on BP Neural Network

LI Da^{1,2}, FU Peng^{1,2}, ZHU Li'an^{1,2}, HE Ping^{1,2}

(1. Research Institute of Oil and Gas Technology, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shanxi 710018; 2. National Engineering Laboratory of Low - permeability Oil & Gas Field Exploration and Development, Xi'an, Shanxi 710018)

Abstract: In order to reduce the adverse effect of fracturing on reservoirs, fracturing fluid should be discharged from strata timely. Based on material balance theory, seepage mechanics and a two - dimensional leak - off model, a mathematical model of forced crack closure is established and a corresponding calculation program is compiled. It permits to determine crack forced close time according to the law of wellhead pressure and fracture close conditions for different permeability, crack heights and crack half - lengths. Meanwhile, the weight of the influence of different factors on the forced crack closure time is analyzed by using BP neural network coupling with data from the model. The results show that the permeability, crack height, viscosity, crack half - length, wellbore radius and choke radius are the main factors affecting the time of crack closure. Among them, permeability and choke radius have the largest weights of influence. Therefore, during flow back of fracturing fluid, in order to optimize the fracturing, we should consider the choice of choke radius. The results of this work would be helpful to further studying the time of fracture closure.

Key words: hydraulic fracturing, BP neural network, forced crack closure, two - dimensional leak - off, factor analysis, Sulige gas field