

深部井筒压力扰动传播特征与瞬态响应分析

雷钧凯¹, 李伟青^{1,2,3*}, 田松¹, 刘兆栋¹, 康嘉杰^{1,2,3}, 杨义勇^{1,2,3}

(1. 中国地质大学(北京)工程技术学院, 北京 100083; 2. 深部探测与成像全国重点实验室, 北京 100083; 3. 深钻装备国际联合研究中心, 北京 100083)

摘要:针对深部钻井长井筒内压力扰动传播时滞显著,以及窄密度窗口下稳态水力模型难以准确刻画井底瞬态波动、易诱发井控风险的问题,建立了一维井筒瞬态水力学模型。模型以绝对压力和体积流量为主变量,通过耦合 Tait 高压状态方程、Korteweg 系统波速修正以及非牛顿流体流变与压黏增强机制,建立了状态依赖型的沿程耗散闭合体系,并采用满足 CFL 稳定性条件的特征线法开展时域数值求解。稳态基准对比与传播时滞校核结果显示,稳态当量循环密度最大偏差为 0.64%,动态时滞相对误差小于 0.01%。在此基础上,引入静压达 20 MPa 的深井真实动态录井排量序列开展现场连续验证,立管压力预测误差控制在 ± 1.5 MPa 以内,验证了模型在强时变边界下的物理准确性。进一步分析表明,井底压力脉动与井口输入同频,但存在明确时滞与幅值衰减。传播时滞随井深增加而近似线性增长,而井底压力脉动峰峰值则呈非单调波动。传递函数幅频特性揭示该现象源于长井筒驻波干涉与频域谐振的共同调制,特定深度下入射波与反射波同相叠加会引发压力异常放大。所建模型有效揭示了长井筒内压力扰动的传播过程及井底动态响应特征,为窄密度窗口控压钻井的危险频率规避与动态压力预警提供了理论依据与计算工具。

关键词:深部钻井;井筒瞬态水力学;压力扰动;特征线法;高压物性;波速修正;非牛顿流体;井底压力

中图分类号:P634;TE21 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2026)05-0092-12

Propagation characteristics and transient response of pressure disturbances in deep wellbores

LEI Junkai¹, LI Weiqing^{1,2,3*}, TIAN Song¹, LIU Zhaodong¹, KANG Jiajie^{1,2,3}, YANG Yiyong^{1,2,3}

(1. School of Engineering and Technology, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. State Key Laboratory of Deep Earth Exploration and Imaging, Beijing 100083, China; 3. National International Joint Research Center of Deep Geodrilling Equipment, Beijing 100083, China)

Abstract: To address the significant propagation time lag of pressure disturbances in long wellbores during deep drilling and the inadequacy of steady-state hydraulic models in accurately characterizing bottomhole transient fluctuations under narrow density windows—which may readily induce well control risks—a one-dimensional transient hydraulic model for the wellbore was established. Taking absolute pressure and volumetric flow rate as primary variables, the model couples the Tait high-pressure equation of state, the Korteweg system wave speed correction, and non-Newtonian fluid rheology with pressure-viscosity enhancement, thereby constructing a state-dependent closure system for frictional dissipation along the wellbore. The governing equations are solved in the time domain using the method of characteristics that satisfies the CFL stability condition. Steady-state benchmarking and propagation time lag verification show that the maximum deviation of the steady-state equivalent circulating density is 0.64%, and the relative error of the dynamic time lag is less than 0.01%. On this basis, continuous field validation was conducted by

收稿日期:2026-04-17; 修回日期:2026-06-04 DOI:10.12143/j.ztgc.2026.05.010

基金项目:地球深部探测与矿产资源勘查国家科技重大专项(编号:2024ZD1000800、2024ZD1000805)

第一作者:雷钧凯,男,汉族,2000年生,硕士研究生,机械工程专业,研究方向为建模、智能装备和数字孪生,北京市海淀区学院路29号, leijunkai@email.cugb.edu.cn。

通信作者:李伟青,女,汉族,1968年生,教授,机械工程专业,博士,主要从事理论建模与模拟、自动化及智能设备研究工作,北京市海淀区学院路29号,liweiqing@cugb.edu.cn。

引用格式:雷钧凯,李伟青,田松,等.深部井筒压力扰动传播特征与瞬态响应分析[J].钻探工程,2026,53(5):92-103.

LEI Junkai, LI Weiqing, TIAN Song, et al. Propagation characteristics and transient response of pressure disturbances in deep wellbores[J]. Drilling Engineering, 2026, 53(5):92-103.

utilizing dynamic mud logging pump rate sequences from a deep well with a static pressure up to 20 MPa. The predicted standpipe pressure was controlled within ± 1.5 MPa of field measurements, confirming the model's physical accuracy under strongly time-varying boundary conditions. Further analysis indicates that bottomhole pressure fluctuations share the same dominant frequency as the wellhead input, yet exhibit a distinct time lag and amplitude attenuation. The propagation time lag increases approximately linearly with well depth, whereas the peak-to-peak amplitude of bottomhole pressure fluctuations exhibits non-monotonic variation. The amplitude-frequency characteristics of the transfer function reveal that this phenomenon originates from the combined modulation of standing wave interference and frequency-domain resonance in the long wellbore; at specific depths, the in-phase superposition of incident and reflected waves leads to anomalous pressure amplification. The proposed model effectively reveals the propagation process of pressure disturbances and the dynamic response characteristics at the bottomhole in long wellbores, providing a theoretical basis and computational tool for hazardous frequency avoidance and dynamic pressure early warning in managed pressure drilling under narrow density windows.

Key words: deep drilling; wellbore transient hydraulics; pressure disturbance; method of characteristics; high-pressure physical property; wave speed correction; non-Newtonian fluid; bottomhole pressure

0 引言

深部钻井条件下,井筒传播路径长、静压水平高、压力安全窗口窄,循环过程中井底压力始终处于严格约束之下^[1-2]。井底有效压力通常以当量循环密度(equivalent circulating density, ECD)表征,其变化除受静液柱压力和稳态循环压耗影响外,还会受到地面周期性排量扰动沿长井筒传播后的时滞、衰减与反射作用影响^[3-4]。地面激励、井筒流体通道与井底限流约束耦合作用并引发动态压力响应时,井底压力会出现剧烈瞬态波动,采用稳态压力模型无法刻画各压力边界在短时动态过程中实时变化的压降分配占比^[5-6]。

对于深部井筒,压力扰动始终处在高静压、可压缩介质和长距离受限流道共同作用的传播环境中。随着井深增加,流体高压致密化、管壁弹性变形和沿程流动耗散会持续改变传播条件,使压力波的到达时间、幅值衰减和井底响应形态对局部状态更加敏感^[7-9]。井口扰动进入主传播通道后,其演化过程还会受到传播路径上的物性变化、阻抗差异和末端约束影响,井底压力响应因而包含明显的时滞特征和频率结构变化^[5,10]。围绕主传播通道内压力扰动的传播规律建立更一致的瞬态描述,已成为深部钻井压力分析中需要进一步解决的问题。

围绕井筒瞬态压力响应,相关研究主要沿一维非定常控制方程与特征线法这一路径展开,关注开停泵、关井、节流及脉冲扰动等条件下压力波在井筒中的传播、反射与时滞特征^[5-6,10-12]。随着研究对象逐步延伸至深井和高压工况,流体高压致密化、管壁弹性引起的系统波速变化,以及非牛顿钻井液

流变与沿程阻力对波动衰减的影响,也逐渐被纳入井筒压力预测与瞬态分析之中^[7-9,13-15]。现有研究已能够描述部分边界扰动下的井筒压力演化,但对深部钻井主传播通道内高压物性、波速修正和耗散机制之间的联动影响,仍缺少统一基准下的处理^[9,13,15]。对于周期性压力扰动沿长井筒传播过程中时滞、衰减与频率成分演化之间的联系,也仍有进一步分析空间^[9-10,14]。

针对上述问题,研究对象取井口至钻头前的井筒主传播通道,在统一压力 P 与体积流量 Q 前提下建立一维井筒瞬态水力学模型。围绕深部高静压条件下压力扰动的传播过程,将高压状态方程、系统波速修正及非牛顿钻井液流动阻力闭合纳入同一计算框架,并采用特征线法开展时域求解。在此基础上,通过稳态基线对比与传播时滞校核,进一步分析深井条件下压力扰动沿主传播通道的传播、衰减与频率传递特征,以提升深井井底动态压力响应规律分析的完整性与准确性。

1 井筒瞬态模型建立

1.1 研究对象与边界条件

深部钻井条件下,井口输入扰动进入长井筒后,会在受限流道内沿井深方向传播,并在流体可压缩性、通道阻抗分布、沿程耗散和井底局部约束共同作用下表现出时滞、幅值变化与边界反射等特征。研究范围取井口至井底钻头前的井筒主传播通道,将其作为连续的一维水力传播域处理,重点分析压力扰动在长井筒中的传播响应及末端边界约束特征。

井口边界对应地面流体进入立管和钻柱内部流道的入口截面,采用体积流量边界描述。钻头前主传播通道末端的动态约束由喷嘴非线性压降与环空侧瞬态背压共同构成。基于固定面积节流特征,井底绝对压力 P_N 与末端体积流量 Q_N 满足如下闭合关系。

$$P_N = P_{ann} + \frac{\rho}{2C_d^2 A_n^2} Q_N |Q_N| \quad (1)$$

式中: P_{ann} ——钻头外部环空侧瞬态背压; ρ ——井底局部流体密度; C_d ——喷嘴流量系数; A_n ——钻头喷嘴总流通面积。

喷嘴压降与流量平方成正比。微小流量波动在井底激发的瞬态阻抗突变随之保留在系统响应中。压力波抵达该末端边界时会基于局部动态阻抗产生反射与透射。

1.2 一维瞬态控制方程

深部钻井循环过程中,井口输入扰动经立管和钻柱内部流道向井底传播。对于井口至钻头前的主传播通道,其轴向长度远大于横向特征尺寸,压力波传播方向与主流方向一致,井筒动态响应主要表现为流体压缩与释压、轴向动量传递及末端边界反馈。基于这一特征,主传播通道按一维受限流动处理。研究范围取井口至钻头前的主传播通道,如图1所示。井口处取 $x=0$,井底处取 $x=L$,沿井深向下为坐标正方向。钻头以下流动不再作为主传播通道同层级的分布参数域展开,而通过井底边界并入末端约束。控制方程先按一般井段形式写出,后续校核工况取垂直井段。采用统一变量基准,取绝对压力 $P(x,t)$ 和体积流量 $Q(x,t)$ 作为井筒瞬态模型的主变量。

在低马赫数和一维受限流动条件下,忽略横向速度分量及高阶对流项,井筒瞬态传播可写成以压力和流量为状态量的拟线性双曲型方程组^[16]。定义状态向量:

$$U(x,t) = \begin{bmatrix} P(x,t) \\ Q(x,t) \end{bmatrix} \quad (2)$$

则控制方程:

$$\frac{\partial U}{\partial t} + H(U,x) \frac{\partial U}{\partial x} + S(U,x) = 0 \quad (3)$$

其中,系数矩阵 H 与源项向量 S :

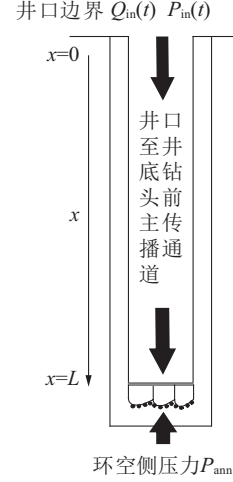


图1 井筒主传播通道示意

Fig.1 Schematic diagram of the main propagation pathway in the wellbore

$$H = \begin{bmatrix} 0 & \frac{\rho a_{sys}^2}{A(x)} \\ \frac{A(x)}{\rho} & 0 \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$S = \begin{bmatrix} 0 \\ -gA(x) \sin \theta + \frac{f|Q|Q|}{2D(x)A(x)} \end{bmatrix} \quad (5)$$

式中: a_{sys} ——流体可压缩性与管壁柔度共同作用下的系统波速; $A(x)$ 、 $D(x)$ ——描述井段几何特征; θ ——井筒轴线与水平面的夹角; g ——重力加速度; f ——摩阻系数。

沿程耗散项:

$$S_f(x,t) = \frac{f|Q|Q|}{2D(x)A(x)} \quad (6)$$

使控制关系与井筒内实际受力过程对应,可对长度为 dx 的井筒流体微元进行轴向受力分析,如图2所示。微元沿轴线同时受到上游截面压力、下游截面压力、沿井筒轴线方向的重力分量及壁面剪切作用所对应的沿程阻力。将质量守恒与轴向动量平衡展开,可得一维瞬态连续方程与动量方程:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\rho a_{sys}^2}{A(x)} \frac{\partial Q}{\partial x} &= 0 \\ \frac{\partial Q}{\partial t} + \frac{A(x)}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x} - gA(x) \sin \theta + \frac{f|Q|Q|}{2D(x)A(x)} &= 0 \end{aligned} \quad (7)$$

对于垂直井段,有 $\theta=90^\circ$,重力项沿井深方向展开。对于斜井段,重力投影随井斜角变化而调整。

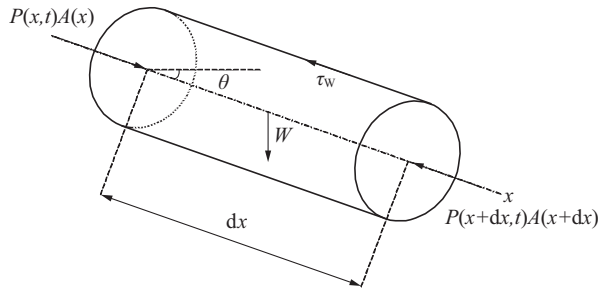


图2 井筒流体微元受力分析示意

Fig.2 Schematic of force analysis on a fluid element in the wellbore

在此数学框架下,本模型具备向大斜度定向井与水平井工况拓展的理论基础,只需对沿程真实垂直深度进行积分映射即可。式中的 ρ 、 a_{sys} 和 S_i 均为状态相关量,分别受压力、温度、管壁柔度和流动状态影响。控制方程的完整闭合还需进一步引入高压状态方程、系统波速修正关系及非线性耗散表达。

1.3 高压物性与系统波速

深部井筒中的压力扰动传播受局部高压状态持续影响。井口输入沿井深向下传递时,流体密度、体积模量、传播速度和特征阻抗均会随压力变化。为保留深井高压背景下流体致密化对传播时滞、阻抗变化和末端反射的影响,引入压力相关状态方程对密度和切线体积模量进行闭合。

考虑到压力扰动在长井筒中的传播属于短瞬态过程,远小于井筒与地层间热交换的特征时间,流体温度在该时间窗口内变化极微,模型未单独建立瞬态能量方程。本文不追踪流体真实温度,而是给定一个随深度线性递增的参考温度场,仅用于更新高压物性与流变参数。垂直井段内参考温度 T 随井深 z 的分布:

$$T(z) = T_{\text{in}} + G_T z \quad (9)$$

式中: T_{in} ——入口钻井液温度; G_T ——地温梯度。

该给定的温度分布为沿程高压物性与流变耗散参数的更新提供了随深度变化的参考基准。

采用 Tait 状态方程描述高压条件下流体密度的非线性压缩过程^[7,17]。设局部绝对压力为 P ,对应温度条件下的参考密度和参考体积模量分别为 ρ_T 和 $K_{0,T}$,则流体密度:

$$\rho(P, T) = \rho_T \left(1 + \frac{n_{\text{tait}} P}{K_{0,T}} \right)^{1/n_{\text{tait}}} \quad (10)$$

与之对应,切线体积模量:

$$K_{\text{tan}}(P, T) = K_{0,T} \left(1 + \frac{n_{\text{tait}} P}{K_{0,T}} \right) \quad (11)$$

式中: n_{tait} ——状态方程指数。

随着局部压力升高,流体密度与切线体积模量同步增大,传播速度和特征阻抗随之调整。若只考虑流体本体压缩性,流体中的传播速度:

$$a_{\text{fluid}}(P, T) = \sqrt{\frac{K_{\text{tan}}(P, T)}{\rho(P, T)}} \quad (12)$$

井筒中的压力波除受流体本体压缩性控制外,还受管壁弹性变形影响。高压作用下,立管与钻柱会发生径向弹性响应,部分波动能量转入管壁变形,系统实际传播速度因此低于理想刚性管道中的流体波速。考虑管壁弹性后,系统波速采用 Korteweg 关系修正为^[8,18-19]:

$$a_{\text{sys}}(P, T) = \frac{a_{\text{fluid}}(P, T)}{\sqrt{1 + K_{\text{tan}}(P, T) D \phi / (E e)}} \quad (13)$$

式中: E ——管材弹性模量; D ——流道内径; e ——管壁厚度; ϕ ——约束系数。

在相同流体状态下,管壁越柔,系统波速越低,传播时滞越长。在相同结构条件下,压力升高会抬高切线体积模量,流体本体传播刚度随之增强,但这一增强会受到管壁变形影响。这样,井筒中的传播速度不再是固定常数,而是随局部压力、温度和结构参数变化的状态相关量。

将 Tait 状态方程与 Korteweg 波速修正共同引入后,连续方程中的密度项与系统波速项都可随传播过程实时更新。深井高压条件下的传播时滞变化、边界反射增强和特征频率漂移,也随之进入井筒瞬态模型。沿程耗散与流动状态之间的闭合关系,还需要进一步建立。

1.4 非牛顿流变、沿程阻力闭合及参数更新

井筒主传播通道中的沿程耗散除受瞬时流量控制外,还随局部流变状态和高压环境下的黏度增长持续变化。深部钻井条件下,钻井液的屈服特性、剪切稀化特性及压力相关黏度增长会共同进入沿程压耗形成过程^[20]。为反映这一影响,沿程阻力闭合采用状态相关有效黏度描述。

钻井液流变关系采用 Herschel-Bulkley 模型表示^[21]:

$$\tau = \tau_y + K \dot{\gamma}^n \quad (14)$$

式中: τ ——剪切应力; τ_y ——屈服应力; K ——稠度

系数; $\dot{\gamma}$ ——剪切速率; n ——流性指数。

低剪切区域内,屈服应力对表观黏度影响更强。随着流量增大,剪切速率提高,剪切稀释化会进一步改变局部阻力水平,因此井筒内钻井液的耗散能力随流速变化并不保持线性。

考虑井深方向温度分布对流变参数的修正,可将屈服应力与稠度系数写成温度相关形式^[22]。若采用统一温度修正因子 ϕ_T ,则有:

$$\tau_y(T) = \tau_{y,\text{ref}} \phi_T \quad (15)$$

$$K(T) = K_{\text{ref}} \phi_T \quad (16)$$

式中: $\tau_{y,\text{ref}}$ 、 K_{ref} ——参考状态下的屈服应力、稠度系数。

这样处理后,不同井深位置的流变强度可随局部温度状态同步调整,高温段与低温段的沿程耗散差异也被统一纳入同一流变参数框架^[23]。

为将体积流量与非牛顿流体的剪切状态对应起来,先由截面平均流速构造名义剪切速率。设流道截面积为 A ,内径为 D ,截面平均速度为 $v = Q/A$,则名义剪切速率:

$$\dot{\gamma}_{\text{nom}} = \frac{8|v|}{D} = \frac{8|Q|}{DA} \quad (17)$$

考虑非牛顿流体在圆管内的速度分布,修正后剪切速率:

$$\dot{\gamma}_{\text{corr}} = \dot{\gamma}_{\text{nom}} \frac{3n+1}{4n} \quad (18)$$

在低流速或接近静止的区域,若直接采用 $\dot{\gamma}_{\text{corr}}$ 计算表观黏度, $\dot{\gamma} \rightarrow 0$ 时容易出现过强放大。为保持低剪切区内黏度变化的连续性,引入正则化后有效剪切速率:

$$\dot{\gamma}_{\text{eff}} = \sqrt{\dot{\gamma}_{\text{corr}}^2 + \Gamma_0^2} \quad (19)$$

式中: Γ_0 ——微小正则化参数。

井筒入口启动阶段、波谷附近及局部低流速区域的黏度变化可由此保持平滑。

基于有效剪切速率,流体的流变表观黏度:

$$\mu_{\text{rheo}} = \frac{\tau_y(T) + K(T) \dot{\gamma}_{\text{eff}}^n}{\dot{\gamma}_{\text{eff}}} \quad (20)$$

剪切状态变化会直接改变流变表观黏度,进而改变摩阻强度和压力波耗散水平。除流变效应外,深井高压环境还会引起明显的压黏增强,使有效黏度在流变黏度基础上进一步提高。采用广义 Barus 关系,压力相关黏度^[24]:

$$\mu_{\text{eff}} = \mu_{\text{rheo}} \exp[\alpha_p(P - P_{\text{atm}})] \quad (21)$$

式中: α_p ——压力-黏度系数; P_{atm} ——地面基准压力。

相同剪切条件下,井深更大、静压更高的位置会表现出更强的黏度增长,高压井段的沿程耗散也随之增强。

在得到有效黏度后,进一步构造等效雷诺数表征瞬时流动状态。等效雷诺数:

$$Re_{\text{eq}} = \frac{\rho|v|D}{\mu_{\text{eff}}} = \frac{\rho|Q|D}{A\mu_{\text{eff}}} \quad (22)$$

由于井筒瞬态传播过程中流量、压力和黏度均随时间和空间变化, Re_{eq} 也随局部状态实时更新。这里将其作为状态相关摩阻闭合的中间变量,用于把非牛顿流变与压黏效应统一传递到动量方程中的摩阻项。

摩阻系数采用 Churchill 全流态关联式闭合,以保证在不同流动状态下摩阻表达保持连续。相对粗糙度记为 ϵ/D ,则有:

$$A_{\text{ch}} = \left[2.457 \ln \left(\frac{1}{(7/Re_{\text{eq}})^{0.9} + 0.27\epsilon/D} \right) \right]^{16} \quad (23)$$

$$B_{\text{ch}} = \left(\frac{37530}{Re_{\text{eq}}} \right)^{16} \quad (24)$$

$$f = 8 \left[\left(\frac{8}{Re_{\text{eq}}} \right)^{12} + \frac{1}{(A_{\text{ch}} + B_{\text{ch}})^{1.5}} \right]^{1/12} \quad (25)$$

式中: ϵ ——管壁绝对粗糙度; A_{ch} ——Churchill 关联式中间变量,表征湍流核心区与粗糙度对摩阻的贡献; B_{ch} ——Churchill 关联式中间变量,表征过渡区黏性效应对摩阻的贡献。

在这一形式下,摩阻系数能够在层流主导区与惯性主导区之间平滑变化,沿井深和沿时间的状态变化也不会引入不连续切换。对于长井筒瞬态传播问题,摩阻闭合的连续性会直接影响源项积分和压力波衰减的数值稳定性。

将上述关系代入动量方程后,井筒沿程摩阻源项:

$$S_f(x, t) = \frac{f(x, t) Q(x, t) |Q(x, t)|}{2D(x) A(x)} \quad (26)$$

$$f(x, t) = f \left(Re_{\text{eq}}(x, t), \frac{\epsilon}{D(x)} \right) \quad (27)$$

在给定局部几何参数 $D(x)$ 和 $A(x)$ 的条件下,

$Re_{eq}(x, t)$ 由 $\rho(P, T)$ 、 $\mu_{eff}(P, T, \dot{\gamma}_{eff})$ 与 $Q(x, t)$ 共同确定。至此,深井高压环境下的非牛顿流变、压黏增强和粗糙壁面摩擦作用被统一写入井筒沿程耗散闭合关系。压力扰动沿主传播通道向下传播时,高压井段中的耗散会持续增强,剪切状态变化又会

同步调整局部阻力水平,两者共同影响幅值衰减与相位演化。

相关状态参数之间的更新关系如图3所示。由图3可知,沿程耗散参数与传播参数均随局部状态同步更新。

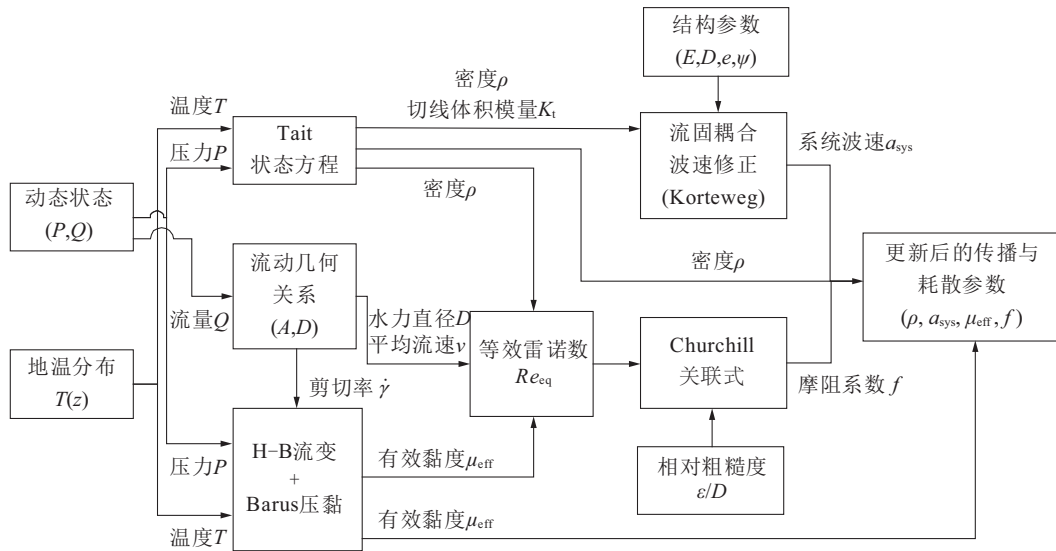


图3 状态相关参数与传播系数更新关系

Fig.3 Updating relationships between state-dependent parameters and propagation coefficients

2 求解方法与模型校核

2.1 特征线法求解思路

井筒瞬态传播由压力与体积流量共同表征。扰动沿主传播通道向井底传递的过程涉及复杂的波场演化。特征线法能够较好地捕捉压力波的时空结构。

考虑到深井高压下流体波速随局部压力和温度连续变化,特征线轨迹在时空平面内难以与固定离散网格点精确对齐。模型采用固定网格下的Hartree空间插值显式求解格式。在推进至 $t + \Delta t$ 时刻时,沿正、负特征线回溯至上一时刻,通过空间线性插值确定特征脚点处的物理量。对于控制方程中的重力与Churchill摩阻等强非线性源项,采用沿特征线的一阶滞后显式积分处理。通过利用 t 时刻的已知流速与摩阻系数评估积分区间内的沿程耗散,兼顾了计算效率与数值稳定性。

在离散网格上,时间步长 Δt 需严格满足Courant-Friedrichs-Lewy(CFL)稳定性条件:

$$\Delta t \leq \frac{\Delta x}{|v| + a_{sys}} \quad (28)$$

式中: v ——局部流速。

特征线法插值过程不可避免地引入数值弥散。为压制长井筒与数十秒模拟时间内的数值耗散累积效应,本文通过加密空间网格($N=800$)以严控空间截断误差。对于8000 m井深工况,对应空间步长 $\Delta x=10$ m。在此网格密度与CFL库朗数 $C=0.4$ 设定下,计算时间步长处于毫秒量级。高分辨率网格保障了高频波动幅值衰减与非单调干涉特征的数值保真度。求解过程中,流体密度、系统波速和有效黏度等状态参数随局部节点压力和剪切速率同步更新,最终完成全井筒瞬态流场的时域推进。

2.2 稳态基线构造与验证

井筒瞬态传播建立在稳态循环背景之上。若初始水力场与井深静压梯度、沿程流动压耗及井底边界约束之间存在明显失配,在施加周期性扰动之前,计算域内就会先出现附加波动。因此,在进入动态传播分析之前,需要先完成稳态基线对比,并确认初始场与边界条件之间保持一致^[25]。

表1和图4给出了稳态水力对比所采用的工况与结果。在8000 m垂直井、入口排量30 L/s的条件下,沿井深方向计算得到的压力剖面与Drillbench

参考结果保持良好的一致性。对应的ECD分布也与参考结果接近,最大偏差为0.64%。这表明当前井筒模型下静液柱压力叠加、沿程流动压耗和井底回压约束之间能够形成一致的稳态分布,高压物性修正与边界闭合同样保持协调。深部钻井压力扰动分析对背景稳态场的准确性要求极高。深部超深井随钻压力遥传普遍存在通信带宽窄、采样频率低的局限,获取高保真井底瞬态压力实测曲线存在客观瓶颈。针对此工程约束,瞬态验证方案由稳态基线对比与动态相位校验共同构成。稳态对比确保了模型对高压流体密度及流动阻尼特征的刻画精度。动态传播层面的校验通过传播时滞展开。数值传播时滞与基于局部高压物性、管壁弹性模量积分得到的理论系统波速高度接近,体现了模型在捕捉流固耦合压力波物理特征时的自治性。

表1 稳态水力对比关键参数配置
Table 1 Configuration of key parameters for steady-state hydraulic benchmarking

参 数 项	参数值	说 明
井深/m	8000	垂直井筒
钻柱外径/mm	127	不考虑接头影响
钻井液密度/($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)	1600	油基钻井液
流变模型	Herschel-Bulkley	参数随温度变化
循环排量/($\text{L}\cdot\text{s}^{-1}$)	30	入口流量恒定
出口压力/Pa	101325	标准大气压

在完成上述基于恒定理想边界的理论软件对比后,为进一步检验一维井筒瞬态水力学模型在真实时变边界条件下的物理保真度,本文选取某深井裸眼四开井段(3615~4260 m)的真实综合录井数据开展连续状态校验。

与理想恒定工况不同,实际深部钻井过程中的入口流量、钻井液密度等边界条件具有明显的时变特征。校验过程严格采用前述高压 Tait 状态方程与非牛顿流变耗散体系,将现场录井系统采集的真实排量序列作为井口体积流量动态输入,并将实测钻井液密度随井深的阶跃变化纳入模型状态更新中。由于本模型重点考察井筒主传播通道内的流体瞬态水力特征,为实现纯流体模型与实钻数据对比,将底部的复杂钻具组合节流压降等效合并至末端边界阻抗中。相关基础配置如表2所示。

将模型计算的立管压力演化轨迹与现场实测

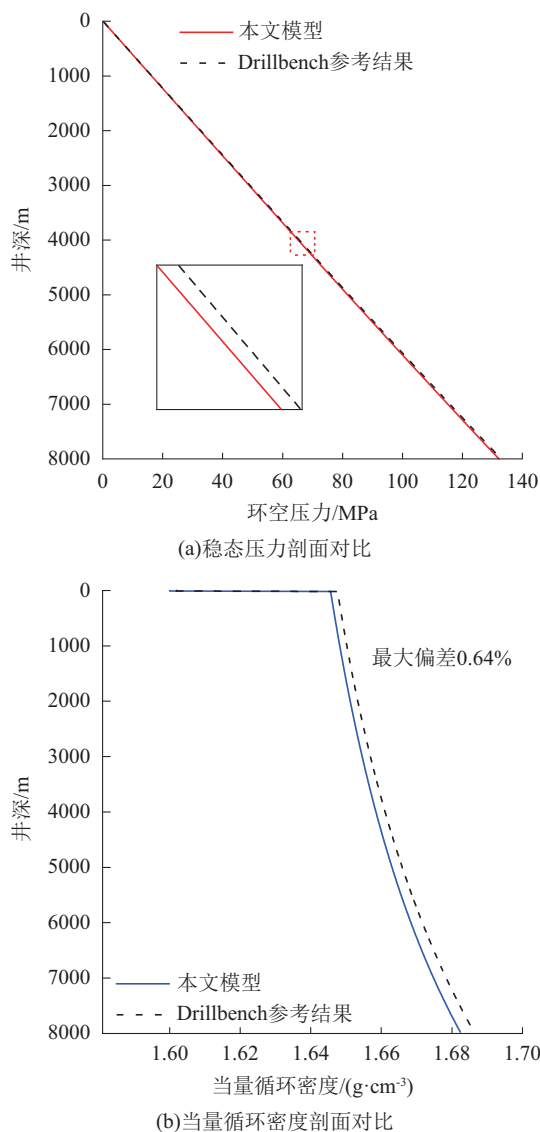


图4 稳态压力与ECD对比

Fig.4 Steady-state pressure and ECD benchmarking

数据进行对比,结果如图5所示。由图5可知,在20 MPa级的高静压工作背景下,基于一维井筒瞬态水力学模型计算的立管压力基线与现场实测数据呈现出良好的一致性,全井段预测绝对误差控制在 ± 1.5 MPa以内。对比结果表明,模型通过引入现场真实的动态排量序列与钻井液物性参数,能够有效还原长井筒在流变耗散、压黏效应与流体可压缩性共同作用下的沿程压降演化趋势。该实钻连续对比结果,验证了模型在处理时变边界条件时的数值稳定性与物理准确性,证明了所建模型框架对复杂深井钻井工况下水力参数演化的刻画能力,为分析长井筒内压力扰动的传播特征与动态响应规律

表 2 现场实钻数据全物理场对比基础参数		
Table 2 Configuration of key parameters for full-physics benchmarking based on field drilling data		
参 数 项	参数值	说 明
验证井段/m	3615~4260	四开裸眼段,随钻深度动态演化
钻头外径/mm	215.9	确定井底主流道水力几何尺寸
喷嘴等效流通面积/m ²	8.867×10 ⁻⁴	确定系统末端非线性节流边界
钻具集总阻抗基准/MPa	3.5~4.5	等效钻具内部节流与耗能产生的末端附加压降
井下地温梯度/(℃·m ⁻¹)	0.024	用于高压物性与流变参数的温度场基准
钻井液密度/(g·cm ⁻³)	1.45~1.68	依据现场实测泥浆报表随井深阶段更新
井口体积流量/(L·s ⁻¹)	26.72~33.77	作为模型上游瞬态驱动边界连续输入

提供了可靠的理论依据。

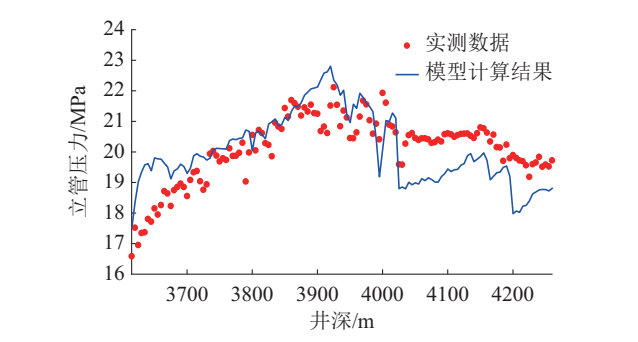


图 5 基于实测数据的瞬态压力对比分析
Fig.5 Benchmarking of transient pressure based on field measurement data

2.3 动态预平衡与离散参数检验

在稳态基线对比满足要求后,进一步在恒定入口流量条件下进行短时动态预平衡,使初始场与动态边界之间残余的局部失配继续减弱,随后再进入离散参数敏感性分析。表 3、表 4 给出了空间离散与时间推进参数对关键输出量的影响。由表 3 可知,随着网格数 N 增大,井口和井底平均压力基本保持稳定,井底压力脉动幅值 A_{end} 与井口至井底传播时滞 Δt_{lag} 逐步收敛。这表明长井筒动态响应对空间分辨率较为敏感,但在网格加密后能够趋于稳定。由表 4 可知,在 $N=1200$ 条件下,平均压力和井口脉动幅值对 CFL 变化不敏感,井底脉动幅值和传播时滞则会随时间步长增大而出现更明显偏移。综合计算精度与效率,后续计算取 $N=800$ 、 $C=0.4$ 。

在上述参数条件下,井口与井底压力响应能够较稳定地表征长井筒内压力扰动的传播、时滞与幅值变化,可作为后续传播特征分析的数值基础。

表 3 空间离散敏感性结果(固定 $C=0.4$)								
Table 3 Spatial discretization sensitivity results ($C=0.4$ fixed)								
N	$\bar{P}_{\text{in}}/\text{MPa}$	$\bar{P}_{\text{end}}/\text{MPa}$	A_{in}/MPa	$A_{\text{end}}/\text{MPa}$	$\Delta t_{\text{lag}}/\text{ms}$	$\epsilon_{A_{\text{end}}}/\%$	$\epsilon_{\Delta t_{\text{lag}}}/\%$	
200	22.804	83.475	0.300	0.015	20.2	44.44	25.74	
400	22.804	83.479	0.300	0.021	24.8	22.22	8.82	
800	22.804	83.481	0.300	0.025	26.8	7.41	1.47	
1200	22.804	83.481	0.300	0.027	27.2	0.00	0.00	

注: $\epsilon_{A_{\text{end}}}$ 与 $\epsilon_{\Delta t_{\text{lag}}}$ 为相对于参考结果的变化率,参考值取 $N=1200$ 的结果。

表 4 时间推进敏感性结果(固定 $N=1200$)								
Table 4 Time-stepping sensitivity results ($N=1200$ fixed)								
C	$\bar{P}_{\text{in}}/\text{MPa}$	$\bar{P}_{\text{end}}/\text{MPa}$	A_{in}/MPa	$A_{\text{end}}/\text{MPa}$	$\Delta t_{\text{lag}}/\text{ms}$	$\epsilon_{A_{\text{end}}}/\%$	$\epsilon_{\Delta t_{\text{lag}}}/\%$	
0.2	22.804	83.481	0.300	0.024	26.5	0.00	0.00	
0.4	22.804	83.481	0.300	0.027	27.2	12.50	2.64	
0.6	22.804	83.481	0.300	0.031	28.8	29.17	8.68	
0.8	22.804	83.481	0.300	0.035	30.2	45.83	13.96	

注:参考值取 $C=0.2$ 的结果。

3 压力扰动传播特征分析

3.1 井口与井底时域响应及传播时滞检验

在稳态基线、动态预平衡和离散参数校核完成后,井筒模型已具备开展传播特征分析的条件。为检验入口扰动在长井筒中的传播能力,先比较井口与井底压力脉动的时域响应,再结合传播时滞结果分析其相位传递关系。

图 6 给出了稳态周期输入条件下井口与井底压力脉动对比结果。两处响应保持相同的周期变化节律,井底压力脉动并未脱离入口主频而独立变化,说明深部响应仍受井口周期性扰动控制。与井

口相比,井底压力脉动峰值和谷值整体向后偏移,表明压力扰动自井口传至井底需要经历有限传播过程,长井筒内的响应建立具有明确时滞。进一步比较两者幅值可知,井底压力脉动明显小于井口压力脉动,说明入口激励在沿程传播过程中持续受到流体压缩性、沿程阻力和流变耗散等因素共同削弱,深部响应因此表现出更平缓的波动形态。

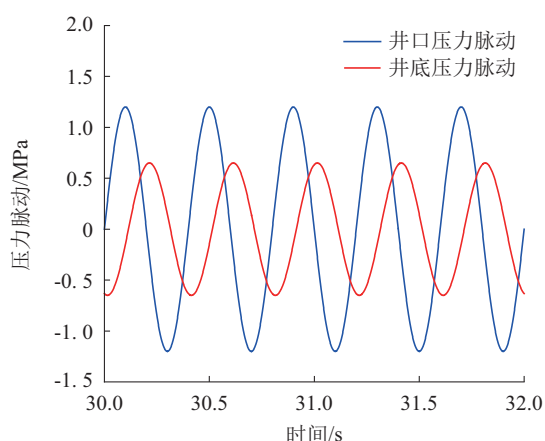


图6 井口与井底压力脉动对比

Fig.6 Comparison of pressure fluctuations at the wellhead and bottomhole

表5记录的传播时滞反映了流体可压缩性与管壁径向弹性的耦合程度。数值传播时滞与理论值极低的偏差量体现了特征线法对物理相位传递的捕捉能力。这一校验过程确保了模型能基于局部状态参数的变化,准确刻画深部高静压背景对扰动波传递速度的调制作用。

表5 不同激励频率下井口至井底压力脉动传播时滞校验结果

Table 5 Validation of propagation time lag of pressure disturbances from wellhead to bottomhole under different excitation frequencies

工况	激励频率/Hz	数值传播时滞/ms	理论传播时滞/ms	相对误差/%
低频	1.5	4711.42	4711.32	<0.01
基准	2.5	4711.29	4711.32	<0.01
高频	3.5	4711.31	4711.32	<0.01

3.2 井筒内时空传播规律

在井口与井底时域响应得到确认后,进一步利用沿程时空压力场考察井筒内压力扰动的传播结

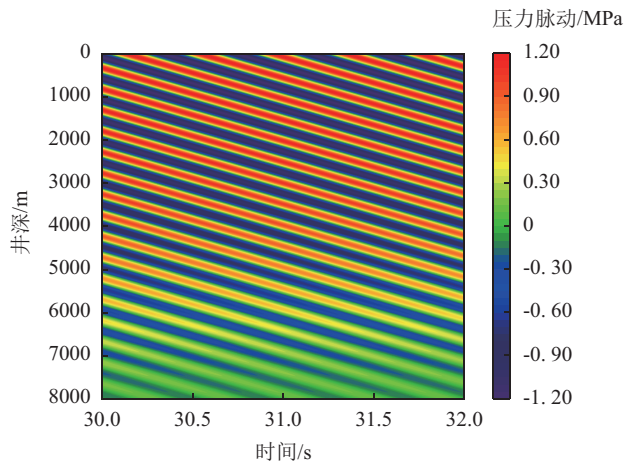
构。图7给出了井筒内压力扰动的时空传播特征。由图7(a)可知,在全井深范围内,压力脉动呈现出由井口向井底连续推进的倾斜条带结构,周期性入口扰动并非在全域同步建立,而是沿主传播方向逐步向下传递。随着井深增加,条带颜色对比逐渐减弱,表明脉动强度在传播过程中持续衰减,这与图6中井底幅值小于井口幅值的结果保持一致。由全井深分布可以看出,井筒内压力响应以沿主传播方向下传和沿程衰减为主要特征。图7(b)进一步放大了井底附近局部区域的传播结构。在7800~8000 m范围内,深部局部传播条带仍保持较清晰的倾斜分布,说明即使接近井底边界,入口扰动所形成的主传播结构依然可以辨识。与此对应,局部脉动幅值继续减弱,表明深部流动约束与沿程耗散共同作用后,井底附近的动态起伏已明显低于上部井段。在当前工况和观测时间窗内,井底附近响应仍以沿程下传结构为主,强反射主导的复杂交叉条带尚不明显。

综合图7,井口周期性扰动进入主传播通道后,会在长井筒内形成沿井深方向逐步下传的压力波动,并在传播过程中表现出相位滞后和幅值衰减。沿程时空分布表明,井底动态响应来源于压力扰动在长井筒内的实际传播过程。

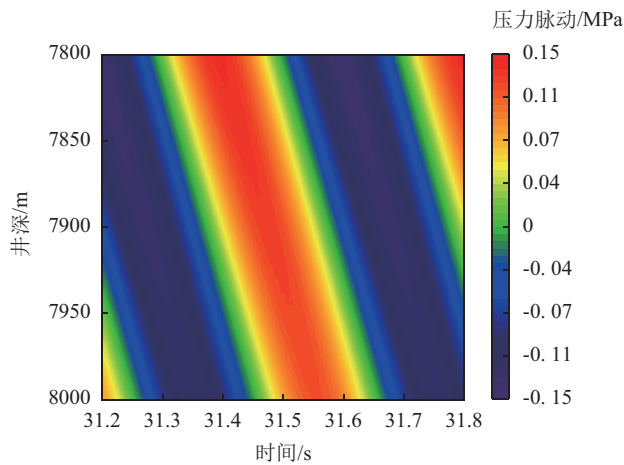
3.3 井底动态阻抗对局部反射特征的调制

图7基准工况下井底未出现由强烈边界反射引起的剧烈波动。深井大排量循环条件下的井底动态阻抗处于较低水平。初始反射波能量在非牛顿流体高压流变与沿程摩阻的综合耗散作用下快速衰减。引入钻头喷嘴节流面积敏感性算例以考察非线性混合边界对长井筒反射特征的调制作用。调小钻头喷嘴总流通面积会显著提升井底局部的非线性水力阻抗。

图8给出了稳态激励下不同喷嘴面积对应的井底局部压力脉动曲线。沿主传播方向下传的压力脉冲抵达非线性混合边界时,因动态阻抗改变激发的反射响应呈现非单调演化。截面积缩小至50%时,边界动态阻抗与主传播通道特征阻抗接近匹配状态,反射波受到抑制,井底波动幅值低于基准工况。截面积进一步缩小至25%时,末端表现出强烈的阻流效应。强反射波与入射波的局部叠加导致井底压力脉动峰峰值急剧放大。长井筒瞬态反射强度受末端边界局部动态约束水平控制。非线性混合边界条件保留了系统在不同阻抗匹配状态下



(a)全井深压力扰动传播特征



(b)井底附近压力扰动局部传播特征

图7 井筒内压力扰动时空传播特征

Fig.7 Spatiotemporal propagation characteristics of pressure disturbances in the wellbore

动态演化的物理特征。

3.4 不同井深下的传播时滞与幅值响应特征

在保持入口扰动频率、钻井液参数和井底边界条件不变的前提下,进一步对不同井深条件下的井筒动态响应进行对比,结果如图9所示。所选工况覆盖4000~8000 m井深范围,用于考察主传播通道长度变化后压力扰动传播时滞与井底幅值响应的变化特征。

由图9可知,井口至井底压力扰动的传播时滞随井深增加而持续增大。井深由4000 m增至8000 m时,传播时滞由3.2158 s增至6.3882 s,整体上呈近似线性增长。对于深井主传播通道,入口扰动向井底传递所经历的路径长度直接决定了压力波到达深部位置所需时间。随着井深增加,压力波沿程

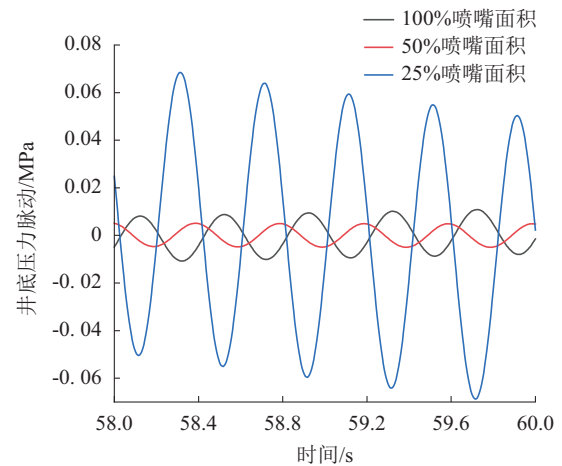


图8 不同喷嘴节流面积下井底压力脉动时域响应对比

Fig.8 Comparison of time-domain responses of bottomhole pressure fluctuations under different nozzle flow areas

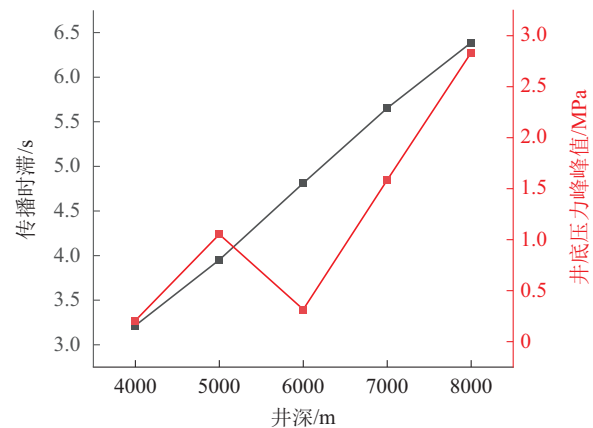


图9 不同井深下压力扰动传播时滞与井底幅值响应特征

Fig.9 Propagation time lag and bottomhole amplitude response of pressure disturbances under different well depths

传播距离加长,井口与井底之间的相位滞后也随之扩大。该结果说明,在当前工况下,主传播通道长度增加会直接拉长压力波的传递时间,井底压力响应建立过程具有明确的井深尺度效应。

井底压力脉动未随井深增加而表现出单调衰减。井深由4000 m增至5000 m时,脉动峰峰值发生突增,随后在6000 m处回落,至8000 m处再次大幅升高。深井长井筒与末端动态边界构成了一维受限谐振系统。由前述边界阻抗特征可知,压力波抵达井底时会激发上行反射波。入射波与反射波

在长井筒内叠加形成驻波干涉场。给定入口激励频率 f 与平均系统波速 a_{sys} ,扰动在通道内的波长 $\lambda = a_{\text{sys}}/f$ 。主传播通道长度 L 的变化会直接改变波动在井口与井底之间往返传递的相位差。当井深长度 L 使得井底区域靠近驻波波节时(如4000、6000 m),波场能量相互抵消,局部压力波动受到显著抑制。当井深变化使得井底位置恰好处于驻波波腹区域时(如5000、7000 m),反射波与入射波发生同相干涉。谐振放大效应导致井底压力脉动峰值发生数倍突增。井底响应幅值的大幅跳变与非单调演化是传播路径长度变化引发的频域干涉与驻波节点漂移的宏观体现。

井深变化既会拉长压力扰动由井口传至井底的传播时间,也会改变井底压力波动水平。传播时滞随井深持续增大,井底压力脉动峰峰值则呈非单调波动,说明长井筒动态响应同时受沿程耗散、边界反射和系统动态特征共同调制。

对于深部钻井过程中的井底压力分析,仅依靠稳态压力梯度或单一衰减系数,难以概括长井筒内的动态传播规律。为进一步揭示图9中井底脉动幅值非单调跳变的动力学机理,引入全井筒系统传递函数 $G(j\omega)$ 进行频域阻抗解析,如图10所示。长井筒在物理拓扑上构成一维受限流体谐振腔,其内部波动响应受单调耗散机制与驻波干涉机制的共同调制。由图10可知,沿程非牛顿流变耗散、压黏效应及管壁摩阻对波场能量的作用表现为单调衰减,导致传递增益基线随深度增加而整体下移。然而,流体可压缩性与管壁弹性变形控制着系统的固有谐振频率发生漂移。针对地面输入的2.5 Hz固定排量扰动,当井深为4000、6000 m时,该激振频点恰好处于系统的反谐振谷底,下行入射波与井底反射波发生反相干涉,局部压力脉动受到抑制。当井深变化至5000、7000 m时,系统的驻波谐振峰漂移至该频率窗口附近,同相干涉叠加导致井底幅值被显著放大。由此证实,深部井筒动态压力的非单调演化,本质上是特定扰动频率与系统动态固有频率之间交替失配与匹配的频域谐振表现。

4 结论

针对深部钻井条件下井口至钻头前主传播通道内压力扰动的传播规律,建立了一维井筒瞬态水

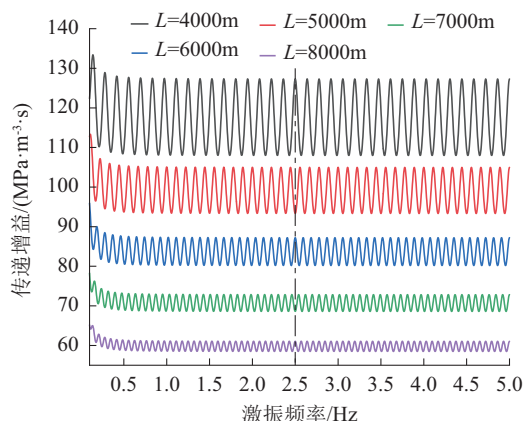


图10 不同井深下井底压力响应传递函数幅频特性
Fig.10 Amplitude-frequency characteristics of the transfer function for bottomhole pressure response under different well depths

力学模型,并开展了稳态对比、传播时滞检验和传播特征分析,得到以下主要结论。

(1)在统一压力与体积流量变量基准下,将高压状态方程、系统波速修正及非牛顿钻井液沿程阻力闭合纳入同一井筒瞬态计算框架后,实现了对深部井筒内压力扰动传播过程的统一描述。

(2)经理论对比,模型稳态当量循环密度最大偏差为0.64%,动态传播时滞误差小于0.01%。结合现场真实录井数据开展连续校验,立管压力预测误差控制在 ± 1.5 MPa以内。上述结果证实,所建模型能准确反映深井高压物性与传播特征,在时变边界条件下具备良好的物理准确性。

(3)井口周期性扰动进入主传播通道后,井底压力响应与井口输入保持相同的主周期变化节律,同时存在明确的传播时滞和幅值衰减。井筒内压力扰动在时空分布上表现为沿井深方向逐步下传的传播结构,深部响应由入口扰动经长通道传播后形成。

(4)井深变化会同时影响压力扰动的到达时间和井底动态响应幅值。随着井深增加,井口至井底传播时滞持续增大,表现出明确的井深尺度效应。井底压力脉动峰峰值随井深变化呈非单调波动。引入系统传递函数与幅频特性的定量分析证实,由非牛顿流变及摩阻引起的能量耗散呈单调衰减,而幅值的非单调空间跳变则完全受控于空间尺度变化触发的驻波干涉与频域谐振特性,是特定扰动频率与系统动态固有频率之间交替匹配的宏观表现。

参考文献(References):

- [1] 苏勤,侯绪田.窄安全密度窗口条件下钻井设计技术探讨[J].石油钻探技术,2011,39(3):62-65.
SU Qin, HOU Xutian. Research on drilling design techniques for narrow mud weight window [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 62-65.
- [2] 郭旭升,胡宗全,李双建,等.深层—超深层天然气勘探研究进展与展望[J].石油科学通报,2023,8(4):461-474.
GUO Xusheng, HU Zongquan, LI Shuangjian, et al. Progress and prospect of natural gas exploration and research in deep and ultra-deep strata [J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 461-474.
- [3] Elliott D, Montilva J, Francis P, et al. Managed pressure drilling erases the lines[J]. Oilfield Review, 2011, 23(1): 14-23.
- [4] 王安康,雷新超,王福学,等.精细控压钻井技术在海上平台(地面井口)的应用[J].海洋石油,2020,40(3):72-76.
WANG Ankang, LEI Xinchao, WANG Fuxue, et al. Application of fine controlled pressure drilling technology on offshore platforms (surface wellheads) [J]. Offshore Oil, 2020, 40(3): 72-76.
- [5] 王超,李军,柳贡慧,等.钻井开停泵井底波动压力变化特征研究[J].石油钻探技术,2018,46(4):47-53.
WANG Chao, LI Jun, LIU Gonghui, et al. Study on the fluctuation of bottomhole pressure while starting and stopping the drilling pump [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(4): 47-53.
- [6] 张迎进,朱忠喜,蔡敏,等.钻井泵开启和关闭瞬态水击压力计算[J].石油钻探技术,2008,36(2):48-50.
ZHANG Yingjin, ZHU Zhongxi, CAI Min, et al. Calculation of water hammer pressure [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(2): 48-50.
- [7] Dymond J H, Malhotra R. The tait equation: 100 years on[J]. International Journal of Thermophysics, 1988, 9(6): 941-951.
- [8] Tijsseling A S. Fluid-structure interaction in liquid-filled pipe systems: a review[J]. Journal of Fluids and Structures, 1996, 10(2): 109-146.
- [9] Vitkovský J P, Bergant A, Simpson A R, et al. Systematic evaluation of one-dimensional unsteady friction models in simple pipelines[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2006, 132(7): 696-708.
- [10] 徐朝阳,雷成,金波,等.随钻下行通讯井筒压力波动控压平衡方法[J].石油钻探技术,2025,53(1):60-66.
XU Chaoyang, LEI Cheng, JIN Bo, et al. A managed pressure balance method for wellbore pressure fluctuation during downlink communication while drilling [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2025, 53(1): 60-66.
- [11] Chaudhry M H. Applied Hydraulic Transients [M]. New York: Springer, 2014.
- [12] Wylie E B, Streeter V L, Suo L S. Fluid Transients in Systems [M]. Hoboken: Pearson College Div, 1993.
- [13] 张锐尧,李军,柳贡慧.深水变梯度钻井井筒压力预测模型的研究[J].石油科学通报,2022,7(4):564-575.
ZHANG Ruiyao, LI Jun, LIU Gonghui. Research on wellbore pressure prediction model during variable gradient drilling in deepwater [J]. Petroleum Science Bulletin, 2022, 7(4): 564-575.
- [14] Zielke W. Frequency-dependent friction in transient pipe flow [J]. Journal of Basic Engineering, 1968, 90(1): 109-115.
- [15] Wahba E M. Non-newtonian fluid hammer in elastic circular pipes: shear-thinning and shear-thickening effects [J]. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics, 2013, 198: 24-30.
- [16] Thorley A R D. Fluid Transients in Pipeline Systems [M]. 2nd ed. New York: ASME Press, 2004.
- [17] Hermoso J, Martínez-Boza F J, Gallegos C. Organoclay influence on high pressure-high temperature volumetric properties of oil-based drilling fluids [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 151: 13-23.
- [18] Korteweg D J. Ueber die Fortpflanzungsgeschwindigkeit des schalles in elastischen Röhren [J]. Annalen der Physik, 1878, 241(12): 525-542.
- [19] Wang J S, Li J, Liu G H, et al. Development and application of transient gas-liquid two-phase flow model considering sudden density change [J]. Energy Science & Engineering, 2020, 8(4): 1209-1219.
- [20] 赵胜英,鄢捷年,舒勇,等.油基钻井液高温高压流变参数预测模型[J].石油学报,2009,30(4):603-606.
ZHAO Shengying, YAN Jienian, SHU Yong, et al. Prediction model for rheological parameters of oil-based drilling fluids at high temperature and high pressure [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 603-606.
- [21] Kelessidis V C, Dalamarinis P, Maglione R. Experimental study and predictions of pressure losses of fluids modeled as Herschel-Bulkley in concentric and eccentric annuli in laminar, transitional and turbulent flows [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, 77(3/4): 305-312.
- [22] 王富华,王瑞和,刘江华,等.高密度水基钻井液高温高压流变性研究[J].石油学报,2010,31(2):306-310.
WANG Fuhua, WANG Ruihe, LIU Jianghua, et al. Rheology of high-density water-based drilling fluid at high temperature and high pressure [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 306-310.
- [23] 易灿,闫振来,赵怀珍.超深井水基钻井液高温高压流变性试验研究[J].石油钻探技术,2009,37(1):10-13.
YI Can, YAN Zhenlai, ZHAO Huaizhen. Rheological properties of water-based drilling fluids in ultra-deep wells at high temperature and high pressure [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(1): 10-13.
- [24] Barus C. Isothermals, isopiestic and isometrics relative to viscosity [J]. American Journal of Science, 1893, s3-45(266): 87-96.
- [25] Roache P J. Verification and Validation in Computational Science and Engineering [M]. Albuquerque: Hermosa, 1998.

(编辑 王跃伟)