

文章编号: 0253-2697(2024)06-1009-10 DOI:10.7623/syxb202406010

基于回压激励响应的实时地层压力反演方法

徐宝昌¹ 尤香凝¹ 孟卓然¹ 刘伟² 尹士轩¹

(1. 中国石油大学(北京)信息科学与工程学院 北京 102249; 2. 中国石油集团工程技术研究院有限公司 北京 102206)

摘要:随着石油勘探技术不断向深层复杂地层发展,深层复杂油气藏钻探过程中易发生气侵现象,准确、快速地反演出气侵发生时的地层压力,使井底压力快速回到安全窗口内,抑制更多气体从地层流入井筒是井控的关键。传统钻井过程中,大多数气侵发生时的地层压力反演依靠关井压力恢复曲线得到,但关井求取地层压力需耗费大量时间,时效性差,基于此提出了一种无需关井的回压激励下地层压力反演方法。首先,建立简化两相流模型模拟环空内气液两相流动行为,通过与OLGA多相流模拟器对比,验证了简化两相流模型具备较高的计算精度,可用于提供地层压力反演算法所需的实时环空数据;其次,考虑到气侵过程中各组分体积关系,结合油藏模型,推导出地层压力反演公式,该方法需要在井口处施加回压激励气侵响应参数(井底压力、出口流量等)的变化,利用回压激励后控压钻井系统获得的地面测量数据和简化两相流模型计算的环空数据,反演出地层压力。仿真实验结果表明,回压激励法与递推最小二乘算法相比反演精度更高;最后,考虑钻井液密度、出口流量存在误差的情况,对回压激励算法进行鲁棒性分析。实验结果表明,钻井液密度、出口流量存在误差时,回压激励算法的反演结果仍准确,算法的鲁棒性好。

关键词:气侵;地层压力反演;油藏模型;控压钻井;两相流模型

中图分类号:TE21

文献标识码:A

Real-time formation pressure inversion method based on back-pressure excitation response

Xu Baochang¹ You Xiangning¹ Meng Zhuoran¹ Liu Wei² Yin Shixuan¹

(1. College of Information Science and Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. CNPC Engineering Technology R & D Company Limited, Beijing 102206, China)

Abstract: Petroleum exploration technologies are constantly evolving towards deep and complex formations. In response to the gas kick that is prone to occur during the drilling process of deep and complex oil and gas reservoirs, the key for well control is to accurately and quickly invert the formation pressure at the time of gas kick, allow the bottom hole pressure to quickly return to the safety window, and suppress the influx of gas from the formation to the wellbore. In traditional drilling processes, most of the formation pressure inversion during gas kick relies on the well shut-in pressure recovery curve, but it is highly time-consuming and less timely to obtain formation pressure during well shut-in. For this reason, a method is proposed to invert formation pressure under back-pressure stimulation without well shut-in. Firstly, a simplified two-phase flow model was established to simulate the gas-liquid two-phase flow behavior in the annulus. The comparison with the OLGA multiphase flow simulator shows that the simplified two-phase flow model has high computational accuracy and can be used to provide real-time annulus data required for formation pressure inversion algorithms. Secondly, considering the relationship between the volume of each component during gas kick, a formation pressure inversion formula was derived by use of the reservoir model. This method requires applying back-pressure at the wellhead to stimulate the changes in gas kick response parameters (bottom hole pressure and outlet flow rate). The formation pressure is reversed using the ground measurement data obtained from the managed pressure drilling system after back-pressure stimulation and the annular data calculated by the simplified two-phase flow model. The results of simulation experiment show that the back-pressure excitation method provides higher inversion accuracy when compared with the recursive least squares algorithm. Finally, taking into consideration errors in drilling fluid density and outlet flow rate, a robustness analysis was conducted on the back-pressure excitation algorithm. The experimental results show that despite of the errors in drilling fluid density and outlet flow rate, the back-pressure excitation algorithm still presents accurate inversion results and good robustness.

Key words: gas kick; formation pressure inversion; reservoir model; managed pressure drilling; two-phase flow model

引用:徐宝昌,尤香凝,孟卓然,刘伟,尹士轩.基于回压激励响应的实时地层压力反演方法[J].石油学报,2024,45(6):1009-1018.

Cite: XU Baochang, YOU Xiangning, MENG Zhuoran, LIU Wei, YIN Shixuan. Real-time formation pressure inversion method based on back-pressure excitation response[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(6): 1009-1018.

基金项目:国家自然科学基金项目(No. 52374015)和国家重点研发计划项目(2019YFA0708304)资助。

第一作者及通信作者:徐宝昌,男,1974年8月生,2005年获北京航空航天大学博士学位,现为中国石油大学(北京)信息科学与工程学院副教授,主要从事钻井工程自动化、复杂系统建模与先进控制、多传感器信息融合与软测量技术方面的研究工作。Email: xbcyl@cup.edu.cn

随着能源需求量的增加,石油勘探开发逐渐向着复杂多变的地层发展,钻遇窄压力窗口地层的情况频繁发生^[1-4]。针对压力体系复杂且压力窗口较窄的地层,控压钻井(MPD)技术通过可调压力的环空上返泥浆系统和旋转控制装置共同作用,精确控制井筒压力,成为最直接、最有效保证井筒安全的工艺之一^[5-6]。气侵发生时,由于地层压力未知,控压工程师只能依赖经验逐渐提升回压或直接切换至常规井控以抑制气侵,这制约了MPD技术在气侵控制应用中的进一步发展。对于深部地层,气体刚刚侵入井筒时一般呈压缩状态,造成井底钻井液液柱压力的降低有限,只要快速、准确地进行地层压力反演,利用MPD设备及时、合理地施加控制,就可有效地抑制气侵、及时排气,避免直接切换至常规井控。因此,如何运用新技术和新方法在气侵发生时快速、准确反演出地层压力是目前研究的重点领域之一。

钻前进行地层压力预测可了解井下地层压力状况,降低钻井工程风险。目前的钻前压力预测方法有经验公式法,如Eaton法^[7]、Bowers法^[8]、Fillippone法^[9]等,以及等效深度法^[10]、有效应力法^[11]等。钻前地层压力预测的精度通常较低,且在不同层位之间会产生较大误差,因此须针对钻井过程进行地层压力随钻监测,实现对地层压力动态变化的监测。目前地层压力随钻监测方法有DC指数法^[12]、声波时差法^[13]等,这类方法针对气侵工况的地层压力反演精度差,无法用于气侵工况^[14]。

气侵发生后,现场需及时关井并根据立压与套压的压力恢复曲线反演得到地层压力^[15-16]。关井后立压、套压恢复曲线稳定所需要的时间长,导致这类方法需耗费大量的时间成本,时效性差;且可能延误压井时机并且引起卡钻、套管鞋破裂以及压漏地层等井下复杂情况的发生,造成非常严重的后果。

针对关井求压时效性差的问题,国内外一些学者开始研究无需关井的气侵工况地层压力实时反演方法。这些方法基于不同的两相流模型,利用最优估计理论反演地层压力和产能指数。Nygaard等^[17]比较了扩展卡尔曼滤波、无迹卡尔曼滤波和集成卡尔曼滤波反演产能指数能力。结果表明,无迹卡尔曼滤波在收敛结果上表现最佳。Ambrus等^[18]基于简化漂移通量模型利用递推最小二乘法实时反演地层压力和产能指数,并利用OLGA多相流模拟器模拟实际工况,验证了该方法的可靠性。Nikoofard等^[19]基于低阶集总模型采用滚动时域估计方法反演产能指数的结果表明,滚动时域估计算法的反演性能优于无迹卡尔曼滤波算法。这类利用最优估计理论实时反演地层压力的

方法往往需要较高的计算复杂度,导致反演结果对超参数或噪声的敏感度较高。

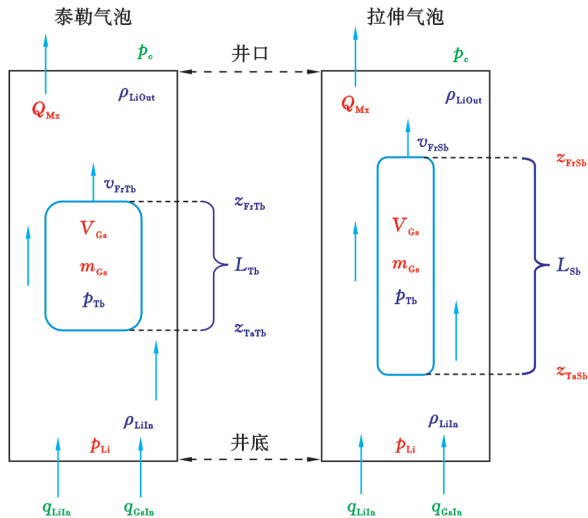
此外,一些学者尝试利用气侵响应参数分析地层信息。Vefring等^[20]基于储层模型和井筒两相流模型,通过操控节流阀开度来引起井底压力波动,结合最优估计理论来反演地层压力。结果表明,在井口处施加激励更有利于获取地层压力、产能指数等地层参数。Rostami等^[21]在地层压力测试中,逐步降低地面回压至观察到地层流体侵入,以此来确定地层压力,但这种方法获得地层压力所需时间较长。夏安迪等^[22]基于井口处的气侵响应参数,构建地层与环空多相流的耦合数学模型,采用遗传算法反演气侵后的地层压力,该研究结果证实了利用井筒气侵响应参数反映地层信息的有效性,但此方法存在计算复杂度较高、在工程中较难实现的问题。

针对以上问题,笔者团队基于简化两相流模型,提出了一种非关井的回压激励地层压力反演算法。笔者从气侵发生时井底气体与井口液体的体积关系入手,结合油藏模型,充分联系气侵工况下井口各变量与地层变量,利用井口进、出口流量的变化反映地层压力和产能指数的变化。在实际控压钻井过程中,MPD装备配备了质量流量计测量出入口流量,压力表测量井口回压。检测到气侵发生后,施加阶梯变化的回压值作为外部激励,笔者利用MPD设备实时测量出入口流量、井口回压等数据,将其送入简化两相流模型在线预测井底压力,并将收集到的出口和入口流量、井口回压、井底压力实时值送入反演算法,利用所给出的反演公式反演出地层压力和产能指数,因在井口处施加了适当的回压激励,使其在反演地层压力的同时对井底施加了一定的控制作用,还能适当阻止气侵影响的进一步扩大。

1 简化两相流模型

为能够快速、可靠地模拟气侵工况下井筒内气液两相的流动行为,为地层压力反演算法提供准确的环空数据,需建立含气侵工况的环空两相动态流动模型。国内外学者对建模过程与数值解算进行了广泛的研究^[23-26]。这些研究更加关注于对两相流钻井参数的瞬态分析,模型具备了较高的精度,但随之带来了更高的复杂度与计算成本。在MPD操作过程中,过高的复杂度对提高压力估计的准确性没有帮助^[27]。因此,笔者采用Gjerstad等^[28]提出的简化两相流模型,该模型可用于模拟气侵工况的两相动态流动行为,且由于其由一组显式形式的常微分方程组成,结构简单,但精度较高,可用于提供回压激励反演算法所需关键参数,即井底压力。

该模型将泰勒气泡和拉伸气泡组成的“双形”气泡方程结合到液体单相模型中,气体的流动以机械方程形式描述。将整个井筒看作一个固定边界的控制体积(CV),假设 CV 中只包含一个气泡,且流入的气泡在形状和行为上接近泰勒气泡,气相的物理性质基于泰勒气泡理论提出。为表现气体上升通过某个点的效果,引入拉伸气泡来描述气体真实的纵向分布。“双形”气泡如图 1 所示为完整描述井筒内气液两相的行为,选取的状态变量见表 1。基于气相、液相质量守恒和气液混相的动量守恒得到简化两相流模型方程。



注: Q_{Mx} 、 z_{FrSb} 、 V_{Gs} 、 m_{Gs} 、 z_{TaSb} 、 p_{Li} 为状态变量; p_e 、 q_{LiIn} 、 q_{GsIn} 为输入变量; ρ_{LiOut} 、 v_{FrTb} 、 v_{FrSb} 、 z_{FrTb} 、 L_{Tb} 、 L_{Sb} 、 p_{Tb} 、 z_{TaTb} 、 ρ_{LiIn} 为中间变量。

图 1 双形气泡示意

Fig. 1 Schematic diagram of dual-shaped gas bubble

1.1 液相质量守恒

通过井筒的一维流动质量守恒可以表示为^[29]:

$$\frac{dm_{Li}}{dt} = \rho_{LiIn} Q_{LiIn} - \rho_{LiOut} Q_{LiOut} \quad (1)$$

利用质量与密度的关系将导数展开得:

$$\frac{d\bar{\rho}_{Li}}{dt} = \frac{1}{V_{Li}} \left(\rho_{LiIn} Q_{LiIn} - \rho_{LiOut} Q_{LiOut} - \bar{\rho}_{Li} \frac{dV_{Li}}{dt} \right) \quad (2)$$

利用线性化液体状态方程,得到液体密度与压力之间的简化关系为:

$$\bar{\rho}_{Li} \approx \rho_{LiIn} = \rho_0 + \frac{\rho_0}{\beta} (p_{Li} - p_0) \quad (3)$$

式(2)中的液体体积变化由两个效应产生:气体所占体积的变化和钻柱体积的变化。代入液体密度与压力的简化关系,得到井底压力的微分方程:

$$\frac{dp_{Li}}{dt} = \frac{\beta}{\rho_0 V_{Li}} \left(\rho_{LiIn} Q_{LiIn} - \rho_{LiOut} Q_{LiOut} + \bar{\rho}_{Li} \frac{dV_{Ds}}{dt} + \bar{\rho}_{Li} \frac{dV_{Gs}}{dt} \right) \quad (4)$$

1.2 气相质量守恒

气体的质量变化可表示为:

$$\frac{dm_{Gs}}{dt} = q_{GsIn} - q_{GsOut} \quad (5)$$

展开导数并重组方程得:

$$\frac{dV_{Gs}}{dt} = \frac{RT}{M} \frac{1}{p_{Tb}} \left(q_{GsIn} - q_{GsOut} - V_{Gs} \frac{M}{RT} \frac{dp_{Tb}}{dt} \right) \quad (6)$$

假设气泡尾部的压力与相邻处的液体压力相等,稳态时可以得到气泡尾部的压力为:

$$p_{Tb} = p_{Li} - \rho_{LiIn} g z_{TaTb} \cos\theta + \frac{L_{Ci} z_{TaTb} \tau_{w(v)}}{A_{CsCv}} \quad (7)$$

对 p_{Tb} 求导得:

$$\frac{dp_{Tb}}{dt} = \frac{dp_{Li}}{dt} - v_{TaTb} \left[\rho_{LiIn} g \cos\theta - \frac{L_{Ci} \tau_{w(v)}}{A_{CsCv}} \right] \quad (8)$$

其中, $\tau_{w(v)}$ 为内壁面的剪切应力:

$$\tau_{w(v)} = -\frac{8\mu D_h}{D_L^2} (v + K_C v_{Ds}), \quad v = \begin{cases} v_{LiIn}, & \text{泰勒气泡位置以下} \\ v_{Mx}, & \text{泰勒气泡位置以上} \end{cases} \quad (9)$$

将式(8)代入式(6)中得到:

$$\frac{dV_{Gs}}{dt} = \left(1 + \frac{V_{Gs} \bar{\rho}_{Li} \beta}{p_{Tb} \rho_0 V_{Li}} \right)^{-1} \left\{ \frac{RT}{p_{Tb} M} (q_{GsIn} - q_{GsOut}) + \frac{V_{Gs}}{p_{Tb}} \left[\frac{-\beta}{\rho_0 V_{Li}} (\rho_{LiIn} Q_{LiIn} - \rho_{LiOut} Q_{LiOut} + \bar{\rho}_{Li} \frac{dV_{Ds}}{dt}) - \left(\frac{dp_{Tb}}{dt} - \frac{dp_{Li}}{dt} \right) \right] \right\} \quad (10)$$

1.3 气液两相动量守恒

根据动量守恒,CV 内流体的动量对时间的变化率等于其所受外力之和,因此动量守恒可以简化为:

$$\frac{dQ_{Mx}}{dt} = \frac{A_{CsCv}}{m_{Mx}} (F_p + F_f + F_g) \quad (11)$$

按照其静水压力、摩擦力和重力的原理可进一步写成:

$$\frac{dQ_{Mx}}{dt} = \frac{A_{CsCv}}{m_{Mx}} \{ A_{CsCv} \Delta p_{Li} + L_{Ci} [z_{TaTb} \tau_{w(v)} + (L_{CV} - z_{FrTb}) \tau_{w(v)}] - m_{Mx} g \cos\theta \} \quad (12)$$

式(12)中的 Δp_{Li} 由 $\Delta p_{Li} = p_{Li} - p_{Bnd} - \Delta p_{Cnstr}$ 给出,根据 Δp_{Li} 的定义可知:当不考虑阀门关闭造成的压力损失时,井筒底部的压力与出口压力之间的压力差即为有效压差。

1.4 辅助方程

针对两相流复杂的流动问题,Hasan 和 Kabir 推导了用于段塞流和泡状流的复杂方程^[30],笔者利用含气率 γ 从 0 到 1 的变化,重写了段塞流和气泡流的相关关系:

$$v_{Gs} = \gamma v_{Tb} + (1 - \gamma) \bar{v}_{bf} \quad (13)$$

在气泡运移过程中,由于气泡的膨胀,其前端和末

端会有不同的速度,为更好地描述气泡在 CV 内的流动行为,选取拉伸气泡的前端(z_{FrSb})和末端(z_{TaSb})的位置作为状态变量。当气侵正在发生且侵入点固定时,拉伸气泡尾部位置不变;而当气体向上运移过程中,气泡尾部位置变化率为气体的速度:

$$\frac{dz_{TaSb}}{dt} = v_{TaSb} = \begin{cases} v_{Gs}, q_{GsIn} = 0 \\ 0, q_{GsIn} \neq 0 \text{ 且侵入点固定} \end{cases} \quad (14)$$

气泡前端的位置变化与末端位置和气体膨胀相关:

$$\frac{dz_{FrSb}}{dt} = v_{TaSb} + \frac{dV_{Gs}/dt}{A_{CsSb}} \quad (15)$$

表 1 模型方程汇总

Table 1 Summary of model equations

状态变量	公式	依据
p_{Li}	式(4)	液相质量守恒
m_{Gs}	式(5)	气相质量守恒
V_{Gs}	式(8)	气相质量守恒
Q_{Mx}	式(11)	两相动量守恒
z_{TaSb}	式(14)	辅助方程
z_{FrSb}	式(15)	辅助方程

综上所述,笔者选取的简化两相流模型由 6 个常微分方程组成,输入变量为 q_{GsIn} 、 q_{LiIn} 和 p_c ,模型中的其他辅助变量之间的关系也由常微分方程给出。所建立的简化两相流模型虽为常微分方程组形式的模型,但其结构较复杂,难以求得精确解,因此采用正交配置法^[31]对模型进行循环迭代求解。相较于其他两相流模型,该模型能在复杂度适中的情况下保证良好的精度。

2 回压激励下的地层压力反演算法

当地层压力发生突变时,气体迅速由地层进入井筒,导致井底压力下降,环空中的流体组分与流量发生变化,这种变化会进一步影响井口流出的泥浆体积。因此基于气侵响应参数(井底压力、出口流量、泥浆池增量等)的变化可以反映地层压力和产能指数的变化。回压激励法(图 2)正是通过采集气侵响应参数、定量分析其变化规律,得到地层压力和产能指数。

假设 $0-t_i$ 时间内的井下产气总体积为 ΔV_{Gs} ,井口液体体积变化为 V_1 ,井筒体积恒定。可得^[32]:

$$V_1 = \Delta V_{Gs} + V_e - V_d \quad (16)$$

基于水基钻井液展开研究,因此不考虑气体的溶解,溶解项视为 0。另外,由于气侵早期气体侵入缓慢,膨胀率极小,可近似为 0。因此,式(16)可简化为:

$$V_1 = \Delta V_{Gs} \quad (17)$$

即 $0-t_i$ 时间内井下产气体积变化与井口液体的体积变化近似相等。井口处液体的体积变化由侵入的气体体积及其膨胀引起,反映在井口泥浆流出量与流入量之差上:

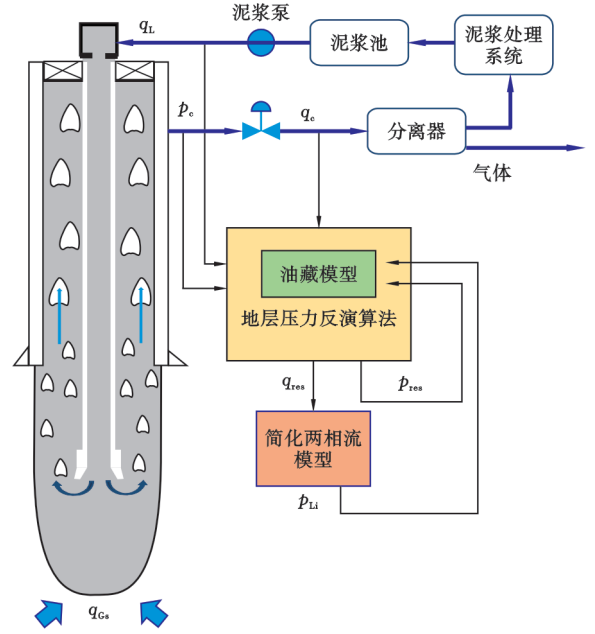


图 2 回压激励法示意

Fig. 2 Schematic diagram of backpressure excitation method

$$V_1 = \int_0^{t_i} Q_{Mx} dt - Q_{LiIn} t_i \quad (18)$$

井底气体假设为理想气体,其体积由理想气体状态方程给出:

$$V_{Gs} = \frac{m_{Gs}}{M} \cdot \frac{RT}{p_{Li}} \quad (19)$$

气体的质量由质量流量与时间的关系表示为:

$$m_{Gs} = q_{GsIn} \cdot t_i \quad (20)$$

笔者考虑的仅为均质性储层,不考虑横纵渗透率的差别,即油气储层的渗透率和孔隙度分布相对均匀,当储层向井筒侵入的只有气体且气体在储层中的流动为平面径向流动时,可用线性油藏模型^[33]来反映地层压力与气体侵入速率之间的关系。线性油藏模型虽结构简单,但能较好地反映储层特性与气体侵入率之间的关系。利用该线性油藏模型,将井筒两相流模型与储层模型建立联系:

$$q_{GsIn} = J(p_{res} - p_{Li}) \quad (21)$$

将线性油藏模型代入式(19)中,得到:

$$V_{Gs} = \frac{J(p_{res} - p_{Li})t_i}{M} \cdot \frac{RT}{p_{Li}} \quad (22)$$

式(22)为 t_i 时刻的井底气体体积,井底侵入气体体积的变化由式(22)的积分形式给出。 $0-t_i$ 时间内井底气体体积变化量与井口液体体积变化量的关系为:

$$\frac{J(p_{res}t_i - \int_0^{t_i} p_{Li} dt)}{M} \cdot \frac{RT}{p_{Li}} = \int_0^{t_i} Q_{Mx} dt - Q_{LiIn} t_i \quad (23)$$

由非关井回压激励下的地层压力反演算法的整体流程(图 3)可知:检测到气侵发生后,不改变泥浆进口

流量,先后施加两次阶梯变化的回压值作为井筒的外部激励。每次施加回压后的一段时间内实时采集气侵响应参数(井底压力和井口出、入口流量)。其中出、入口流量可利用 MPD 系统实时测量,井底压力的测量受限于气侵期间的信号传输问题,需利用简化两相流模型计算。将采集到的数据经过左矩形公式计算积分,分别代入式(23)得到:

T_1-T_2 时间段内:

$$\frac{J[p_{\text{res}}(T_2 - T_1) - \int_{T_1}^{T_2} p_{L,i} dt]}{M} \cdot \frac{RT}{p_{L,i1}} = \int_{T_1}^{T_2} Q_{Mx} dt - Q_{L,in}(T_2 - T_1) \quad (24)$$

T_2-T_3 时间段内:

$$\frac{J[p_{\text{res}}(T_3 - T_2) - \int_{T_2}^{T_3} p_{L,i} dt]}{M} \cdot \frac{RT}{p_{L,i2}} = \int_{T_2}^{T_3} Q_{Mx} dt - Q_{L,in}(T_3 - T_2) \quad (25)$$

通过式(24)一式(25)的联立求解可得到地层压力和产能指数。

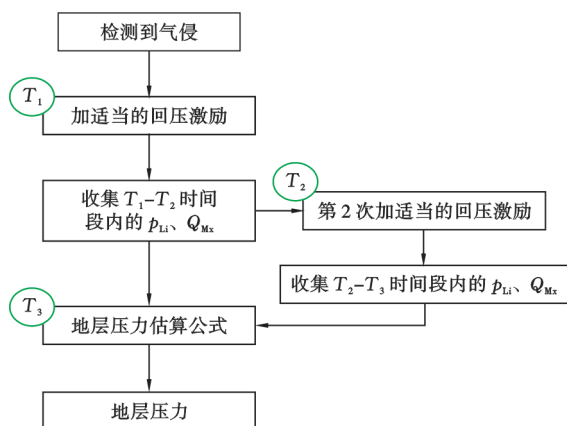


图 3 回压激励方法反演地层压力流程

Fig. 3 Inversion of formation pressure by back pressure excitation method

回压激励算法的关键是井口处施加回压,施加回压的优点为:①井口回压越大,井筒内各深度处的压力也越大,对气侵的抑制作用越强烈,气体的膨胀程度越小,式(17)的假设越合理,地层压力的反演结果越准确;②根据井底压力与井口回压的关系,井口回压增加,井底压力也会随之增加。由线性油藏模型知,井底压力增加,气体的侵入率会随之降低,即加速了气侵衰减的过程,能实现进行地层压力反演的同时抑制气侵影响的进一步扩大。

3 仿真分析

笔者采用绝对百分比误差(MAPE, E_{MAP})作为回

压激励法反演地层压力的性能评价指标:

$$E_{\text{MAP}} = \frac{100\%}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right| \quad (26)$$

其中, E_{MAP} 评价指标越大,反演算法误差越大,算法精度越差。

3.1 简化两相流模型的验证

OLGA 作为多相流瞬态数模计算领域的标准工具,能准确模拟近井储层、井筒、地面管网以及工艺设备中流体与时间相关的瞬态流动过程^[34]。选用 OLGA 模拟器建立环空两相流模型,以验证简化两相流模型的准确性,并用于模拟回压激励法反演地层压力所需的泥浆进、出口流量。以现场一口 4 000 m 的深井为例,假定侵入气体为理想气体,井筒相关参数见表 2。

表 2 井筒模型参数

Table 2 Wellbore model parameters

参数	数值
气体的摩尔质量/kg	0.022
气体的温度/K	373.5
标准液体密度/(kg/m ³)	1198.3
液体黏度/(Pa·s)	0.05
液体体积模量/Pa	1.66 × 10 ⁹
表面张力/(N/m)	0.02
井的长度/m	4000
井筒内径/cm	26.67
钻柱外径/cm	12.7
井的倾角/(°)	0

实验中的气体侵入速率如图 4 所示。气体在 20~40 min 内从储层进入井筒,气体侵入速率与地层压力和井底压力相关,依据油藏模型得到。

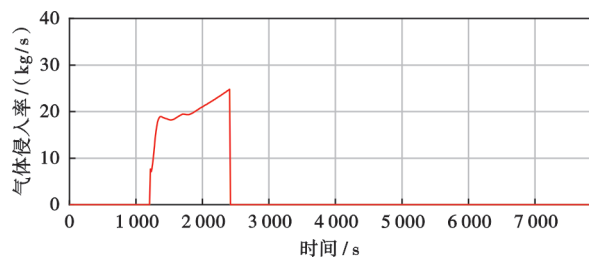


图 4 气体侵入率

Fig. 4 Gas injection rate

图 5 对比了简化两相流模型和 OLGA 两相流模拟器的井底压力、井口回压和泥浆出口流量 3 项数据。从图 5 可以看出,不论是单相、进气还是气体运移阶段,简化两相流模型计算的井底压力、井口回压和泥浆出口流量均能较好地匹配 OLGA 两相流模拟器的数据,其精度能够满足反演算法的需要。

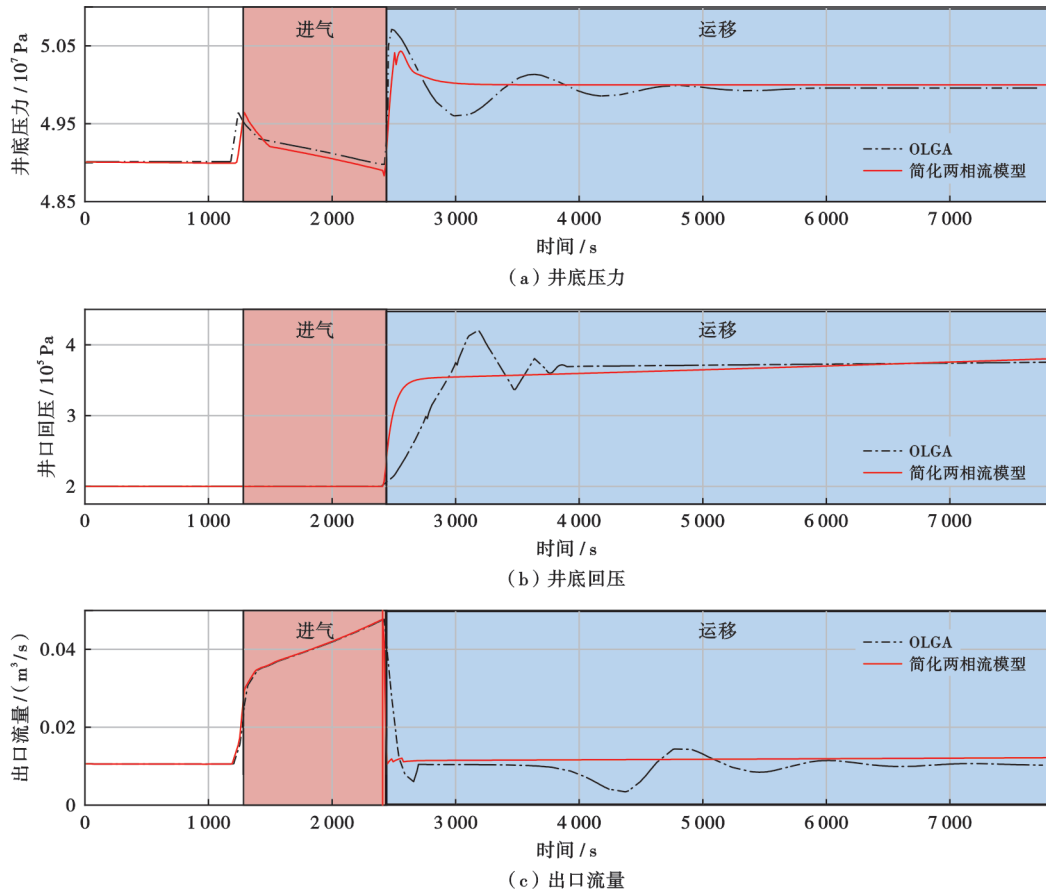


图5 井底压力、井口回压和出口流量的模拟值与真实值对比

Fig. 5 Comparison between simulated and real values of bottom hole pressure, wellhead back pressure and outlet flow rate

3.2 地层压力反演结果分析

利用与表2相同的井筒参数进行实验,以验证回压激励地层压力反演方法的可靠性。将密度为 1198.3 kg/m^3 的水基泥浆以 $0.04 \text{ m}^3/\text{s}$ 的恒定速度循环注入井筒,在 4000 m 处的井底,地层压力突变,气体开始侵入井筒,使用线性油藏模型模拟气体的侵入。

利用 OLGA 模拟器模拟实际气侵工况,提供反演算法需要的泥浆进、出口流量实时值,利用简化两相流模型计算反演算法所需的井底压力实时值。在回压激励的地层压力反演算法中,气侵发生后的 4 min 在井口处加 0.3 MPa 的回压,实时采集 $4 \sim 8 \text{ min}$ 内相关

的气侵响应参数;气侵发生后的 8 min 在井口处加 0.5 MPa 的回压,实时采集 $8 \sim 12 \text{ min}$ 内相关的气侵响应参数,将采集到的数据经过左矩形公式计算积分,根据式(24)一式(25)反演出地层压力和产能指数。

递推最小二乘(RLS)算法作为典型的最优估计方法也可用于地层压力和产能指数的反演^[18]。RLS算法同时兼具格式简单、反演效果好等优点,因此选用RLS算法作为主要的对比方法,以验证回压激励算法反演地层压力的可靠性与实时性,并通过与RLS算法的对比来说明本文方法的优势。

图6为回压激励法和RLS法反演地层压力和产

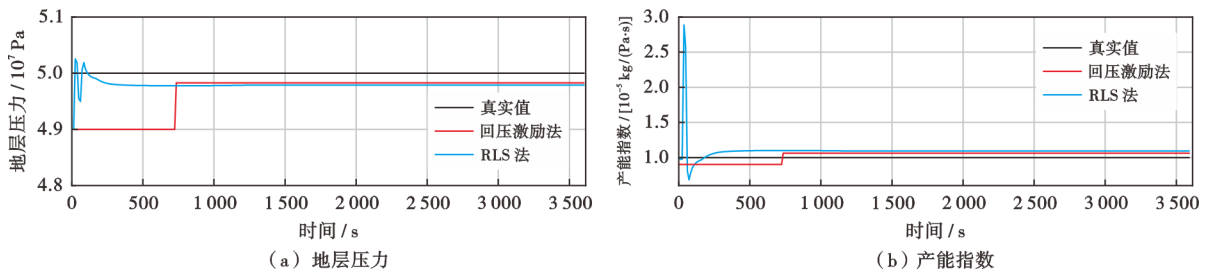


图6 地层压力和产能指数的反演结果

Fig. 6 Inversion results of formation pressure and productivity index

表 3 地层压力和产能指数反演结果的 MAPE 指标

Table 3 MAPE indicators for inversion results of formation pressure and productivity index

方法	地层压力对比/%	产能指数对比/%
回压激励法	0.34	6.22
RLS 法	0.43	9.29

能指数的结果。结合表 3 可以看出,两种方法均能在气侵发生后较快地反演出地层压力和产能指数,RLS

算法反演速率略快于回压激励法,而回压激励法的反演精度略高于 RLS 法。

回压激励算法需要实时采集足够多的数据,在其采集数据期间无法进行地层压力的反演,导致其反演速度稍慢于 RLS 法。但因其于井口处施加了两次回压,采集数据期间一直有回压作用于井口,会减缓井底压力的下降和气体的侵入速度(图 7)。从图 7 可以看出,回压激励法在采集数据期间能加速气侵的衰减,一定程度上抑制气侵的进一步扩大。

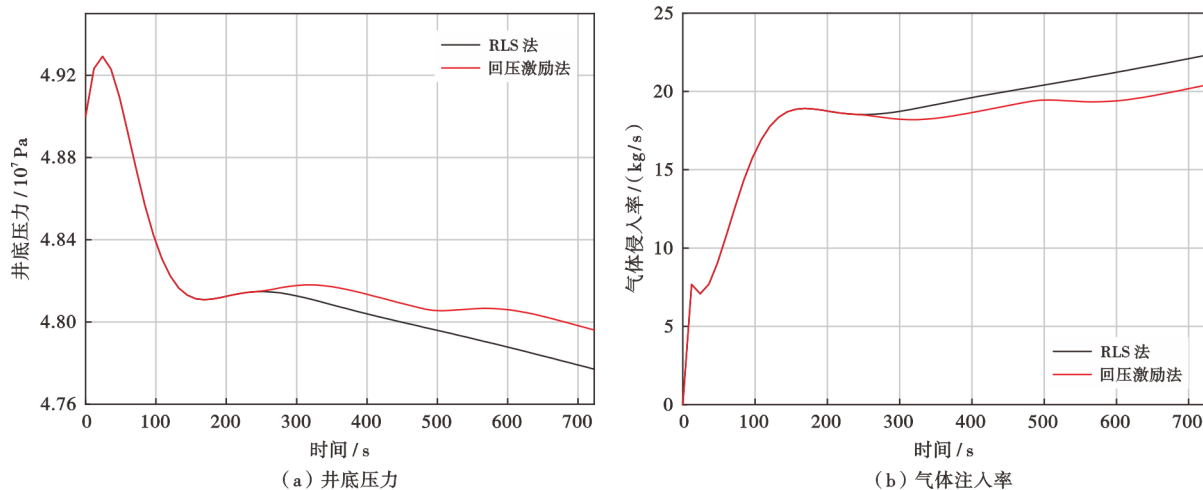


图 7 回压激励法井底压力变化和气体注入率变化

Fig. 7 Change of BHP and Change of gas injection rate by back pressure excitation method

近年川西地区油气勘探向 7 000 m 深层不断迈进^[35]。超深井底部地层压力可达 100 MPa、地层温度可达 160 °C^[36]。为验证回压激励法在深井地区应用的有效性,以 7 000 m 深井为例,进行地层压力

反演实验。由地层压力和产能指数反演结果(图 8)可知,回压激励法仍能在检测到气侵发生后较快地反演出地层压力和产能指数,其反演精度仍高于 RLS 法。

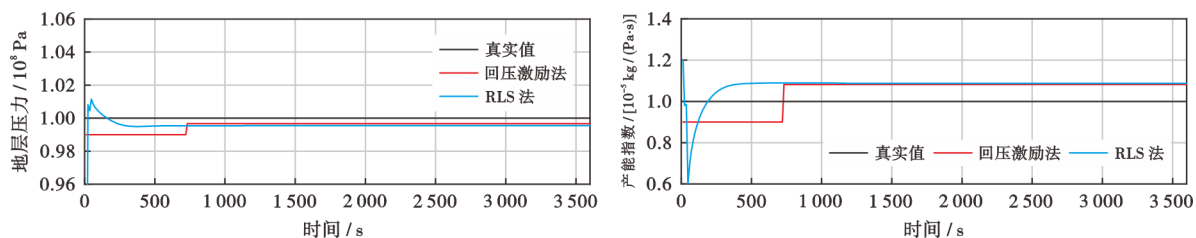


图 8 地层压力和产能指数的反演结果(7 000 m 深井)

Fig. 8 Inversion results of formation pressure and productivity index in a 7 000 m depth well

3.3 算法的鲁棒性分析

当钻井作业在高温高压环境中进行时,受温度、地层压力等各项因素的影响,钻井液密度会发生一定程度的改变,从而导致井下钻井液密度与井口测量的密度存在一定差别^[37]。由回压激励算法反演公式可知,回压激励法依赖井口出、入口流量和井底压力等数据,当出口流量测量存在误差时会对反演结果影响较大。

为了研究钻井液密度和出口流量存在误差对回压激

励反演算法的影响,对比 RLS 反演算法进行仿真实验。分别假定出口流量、钻井液密度存在 5% 的误差,计算该条件下地层压力和产能指数的反演结果(图 9)。

结合表 4 和表 5 给出的两种情况反演结果的 MAPE 度量可知,在钻井液密度和出口流量存在误差的情况下,回压激励法和 RLS 法均能准确地反演出地层压力,且回压激励法的精度略高于 RLS 法,其鲁棒性更好。这与回压激励算法中采用井底压力和出口流

量的累积量来反演地层压力有关,利用累积量在一定程度上提升了回压激励算法的鲁棒性。而两种方法对产能指数的反演均存在误差,这是由于地层压力与产能指数通过线性油藏模型耦合,两者之间存在直接关系,因此地层压力中的微小误差都会显著影响产能指

数,导致产能指数的反演效果欠佳。

在钻井液密度和出口流量同时出现误差的情况下,反演结果对出口流量的变化更加敏感,其原因是钻井液密度通过影响井底压力、出口流量等因素间接影响反演结果,而出口流量是影响反演结果的直接因素。

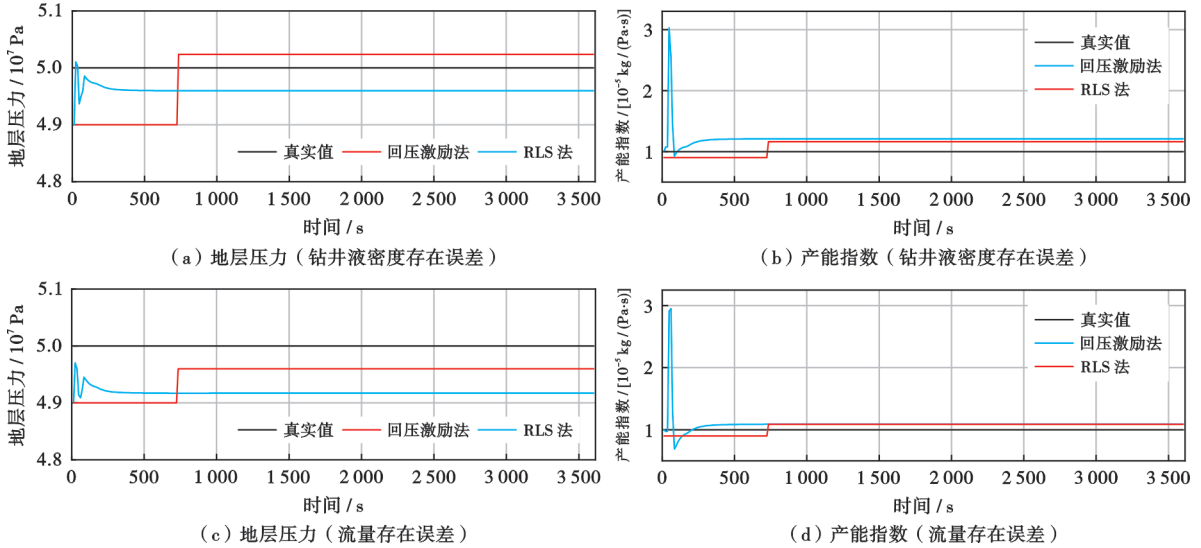


图9 钻井液密度和出口流量存在误差的情况下地层压力和产能指数的反演结果

Fig. 9 Inversion results in case of error in drilling fluid density and outlet flow rate

表4 钻井液密度存在误差时反演结果的 MAPE 指标

Table 4 MAPE index for inversion results in case of drilling fluid density errors

方法	地层压力对比/%	产能指数对比/%
回压激励法	0.47	8.59
RLS法	0.65	9.04

表5 出口流量存在误差时反演结果的 MAPE 指标

Table 5 MAPE index for inversion results in case of export flow errors

方法	地层压力对比/%	产能指数对比/%
回压激励法	0.80	14.38
RLS法	0.86	17.32

4 结论

(1) 建立了由一组常微分方程表示的环空气液两相流动模型,该模型具备较高的计算精度,可用于提供地层压力反演算法所需的实时环空数据。

(2) 基于井侵气体与出口流体的体积关系,利用回压激励后 MPD 系统获得的地面测量数据和简化两相流模型计算的环空数据,提出了一种无需关井的回压激励下实时地层压力反演方法,可应用于气侵工况分析。

(3) 与 RLS 法相比,回压激励法反演得到更加准确的地层压力和产能指数,并可在反演地层压力的同

时加快气侵的衰减过程。在钻井液密度和出口流量存在误差的情况下,回压激励法仍能准确地反演出地层压力,算法的鲁棒性好。

符号注释: m_{Li} —液体的质量, kg; t —任一时刻, s; dt —无穷小时段, s; ρ_{LiIn} —进口泥浆密度, kg/m^3 ; ρ_{LiOut} —出口泥浆密度, kg/m^3 ; Q_{LiIn} —泥浆进口流量, m^3/s ; Q_{LiOut} —泥浆出口流量, m^3/s ; $\bar{\rho}_L$ —液体的平均密度, kg/m^3 ; V_{Li} —液体的体积, m^3 ; p_0 —参考压力(大气压), Pa; p_{Li} —井底压力, Pa; ρ_0 —参考压力下的密度, kg/m^3 ; β —液体的体积模量, Pa; V_{Ds} —钻柱的体积, m^3 ; V_{Gs} —气体的体积, m^3 ; m_{Gs} —气体的质量, kg; q_{GsIn} —由储层侵入气体的质量流量, kg/s ; q_{GsOut} —井出口气体质量流量, kg/s ; M —气体的摩尔质量, kg/mol ; p_{Tb} —气泡尾部的压力, Pa; R —摩尔气体常数, $\text{J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; T —气体的温度, K; A_{CsCv} —CV 的横截面积, m^2 ; z_{TaTb} —泰勒气泡尾部位置, m; g —重力系数, N/kg ; θ —井倾角, ($^\circ$); L_{Ci} —CV 的周长, m; $\tau_w(v)$ —内壁面液体的剪切应力, N/m^2 ; v_{TaTb} —泰勒气泡尾部速度, m/s ; μ —液体黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; D_h —水力直径, m; D_L —兰姆直径, m; v —液相速度, m/s ; v_{LiIn} —钻井液进入 CV 的速度, m/s ; v_{Mx} —混相速度, m/s ; K_C —附着因子; v_{Ds} —钻速, m/s ; Q_{Mx} —井出口的混相流速, m^3/s ; m_{Mx} —混相质量, kg; F_p —井口压力, N; F_f —环空摩擦, N; F_g —静水压力, N; Δp_{Li} —CV

上的有效压差, Pa; L_{CV} —CV 的长度, m; Δp_{Cnstr} —阀门关闭造成的压力损失, Pa; p_o —出口压力, Pa; z_{FrTb} —泰勒气泡前端位置, m; γ —含气率; v_{Gs} —气相的速度, m/s; v_{Tb} —一段塞流态的气体速度, m/s; \bar{v}_{bf} —泡状流态的气体速度, m/s; z_{FrSb} —拉伸气泡前端位置, m; z_{TaSb} —拉伸气泡尾部位置, m; v_{TaSb} —拉伸气泡的尾部速度, m/s; $A_{C_{SSb}}$ —拉伸气泡的横截面积, m^2 ; V_1 —0— t_i 时间内井口液体体积变化, m^3 ; ΔV_{Gs} —0— t_i 时间内井下产气总体积, m^3 ; ΔV_e —0— t_i 时间内由于气体膨胀增加的体积, m^3 ; V_d —0— t_i 时间内由于气体溶解减少的体积, m^3 ; t_i —第 i 时刻, s; J —产能指数, $kg/(Pa \cdot s)$; p_{res} —地层压力, Pa; T_1 —第 1 次施加回压的时刻; T_2 —第 1 次施加回压结束的时刻和第 2 次施加回压的时刻; T_3 —第 2 次施加回压结束的时刻; p_{Li1} — T_1 时刻的井底压力, Pa; p_{Li2} — T_2 时刻的井底压力, Pa; n —样本数量; y_i —第 i 个样本的真实值; \hat{y}_i —第 i 个样本的反演值; E_{MAP} —绝对百分比误差; p_c —井口回压, Pa; v_{FrTb} —泰勒气泡前端速度, m/s; L_{Tb} —泰勒气泡的长度, m; L_{Sb} —拉伸气泡的长度, m; q_{Lin} —泥浆进口质量流量, kg/s ; p_{Bnd} —下边界压力, Pa。

参 考 文 献

- [1] 宋闯, 张晓诚, 谢涛, 等. 渤海“三高”气井环空早期圈闭压力预测[J]. 石油学报, 2022, 43(5): 694-707.
SONG Chuang, ZHANG Xiaocheng, XIE Tao, et al. Prediction of early annular trap pressure of three-high gas wells in Bohai Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(5): 694-707.
- [2] 贾承造. 中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 1-14.
JIA Chengzao. Prospects and five future theoretical and technical challenges of the upstream petroleum industry in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 1-14.
- [3] 刘岩生, 张佳伟, 黄洪春. 中国深层—超深层钻完井关键技术及发展方向[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 312-324.
LIU Yansheng, ZHANG Jiawei, HUANG Hongchun. Key technologies and development direction for deep and ultra-deep drilling and completion in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 312-324.
- [4] 徐宝昌, 孟宇, 刘伟. 控压钻井井下不可测量变量的非线性估计[J]. 石油学报, 2016, 37(12): 1543-1549.
XU Baochang, MENG Yu, LIU Wei. Nonlinear estimation of the down-hole unmeasurable variables in the managed pressure drilling system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(12): 1543-1549.
- [5] 王果, 范红康, 牛新明, 等. 控压钻井线性节流阀及其控制[J]. 石油学报, 2017, 38(8): 955-962.
WANG Guo, FAN Hongkang, NIU Xinming, et al. Linear choke valve and its control technology for managed pressure drilling[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(8): 955-962.
- [6] 何森, 柳贡慧, 李军, 等. 控压钻井井控过程中排量优化设计[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(4): 96-103.
HE Miao, LIU Gonghui, LI Jun, et al. Optimization of pumping rate for well control during managed pressure drilling[J]. Journal of China University of Petroleum, 2016, 40(4): 96-103.
- [7] EATON B A. The equation for geopressure prediction from well logs[R]. SPE 5544, 1975.
- [8] BOWERS G L. Pore pressure estimation from velocity data; accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction[J]. SPE Drilling & Completion, 1995, 10(2): 89-95.
- [9] FILLIPPONE W R. Estimation of Formation parameters and the prediction of overpressures from seismic data[C]// Proceedings of 1982 SEG Annual Meeting. Dallas; SEG, 1982; 502-503.
- [10] HOTTMANN C E, JOHNSON R K. Estimation of Formation pressures from log-derived shale properties[J]. Journal of Petroleum Technology, 1965, 17(6): 717-722.
- [11] TERZAGHI K. Die beziehungen zwischen elastiztat und innen-druck. Sitzungsberichte der Akademie der Wissenschaften in Wien[J]. Mathematisch-Naturwissenschaftliche Klasse, Abteilung 2a, 1923, 132: 125-138.
- [12] BOONCHAROEN P, RINSIRI T, PAIBOON P, et al. Pore pressure estimation by using machine learning model[C]// Proceedings of the International Petroleum Technology Conference. Virtual; OnePetro, 2021.
- [13] HOTTMAN C E, JOHNSON R K. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties[J]. AAPG Bulletin, 1965, 49(10): 1754.
- [14] 杨进, 高德利. 地层压力随钻监测和预测技术研究[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1999, 23(1): 35-37.
YANG Jin, GAO Deli. Technologies for inspecting and predicting formation pressure while drilling[J]. Journal of the University of Petroleum, China, 1999, 23(1): 35-37.
- [15] 李相方, 庄湘琦. 关井压力恢复和读取时机分析[J]. 石油学报, 2002, 23(5): 110-112.
LI Xiangfang, ZHUANG Xiangqi. Analysis on the pressure build-up and its recording time after shut-in[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(5): 110-112.
- [16] GRAVDAL J E, NIKOLAOU M, BREYHOLTZ Ø, et al. Improved kick management during MPD by real-time pore-pressure estimation[J]. SPE Drilling & Completion, 2010, 25(4): 577-584.
- [17] NYGAARD G, NÆVDAL G, MYLVAGANAM S. Evaluating nonlinear Kalman filters for parameter estimation in reservoirs during petroleum well drilling[C]// Proceedings of 2006 IEEE Conference on Computer Aided Control System Design, 2006 IEEE International Conference on Control Applications, 2006 IEEE International Symposium on Intelligent Control. Munich; IEEE, 2006.
- [18] AMBRUS A, AARSNES U J F, VAJARGAH A K, et al. Real-time estimation of reservoir influx rate and pore pressure using a simplified transient two-phase flow model[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 32: 439-452.
- [19] NIKOOFARD A, JOHANSEN T A, MOLAEI A. Reservoir characterization in under-balanced drilling with nonlinear moving horizon estimation with manual and automatic control conditions[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 192: 107248.

- [20] VEFRING E H, NYGAARD G, LORENTZEN R J, et al. Reservoir characterization during underbalanced drilling (UBD): methodology and active tests[J]. *SPE Journal*, 2006, 11(2): 181-192.
- [21] ROSTAMI S A, KINIK K, GUMUS F, et al. Dynamic calibration of the empirical pore pressure estimation methods using MPD data[C] // *Proceedings of the Offshore Technology Conference*. Houston: OTC, 2015.
- [22] 夏安迪, 孙宝江, 于晓东, 等. 基于气侵响应参数的气侵类型判定与地层信息计算[C] // 2019 国际石油石化技术会议论文集. 北京: [出版者不详], 2019: 20-32.
- XIA Andi, SUN Baojiang, YU Xiaodong, et al. Gas invasion type determination and Formation information calculation based on gas invasion response parameters[C] // *Proceedings of the 2019 International Conference on Petroleum and Petrochemical Technology*. Beijing: [s. n.], 2019: 20-32.
- [23] WEI Na, XU Chaoyang, MENG Yingfeng, et al. Numerical simulation of gas-liquid two-phase flow in wellbore based on drift flux model[J]. *Applied Mathematics and Computation*, 2018, 338: 175-191.
- [24] YANG Hongwei, LI Jun, LIU Gonghui, et al. The effect of interfacial mass transfer of slip-rising gas bubbles on two-phase flow in the vertical wellbore/pipeline[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2020, 150: 119326.
- [25] LORDEJANI S N, ABBASI M H, VELMURUGAN N, et al. Modeling and numerical implementation of managed-pressure-drilling systems for the assessment of pressure-control systems[J]. *SPE Drilling & Completion*, 2020, 35(4): 598-619.
- [26] 徐宝昌, 张学智, 王雅欣, 等. 用于两相流环空压力预测的自适应物理信息神经网络模型[J]. *石油学报*, 2023, 44(3): 545-555.
- XU Baochang, ZHANG Xuezhi, WANG Yaxin, et al. Self-adaptive physical information neural network model for prediction of two-phase flow annulus pressure[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(3): 545-555.
- [27] GODHAVN J M, PAVLOV A, KAASA G O, et al. Drilling seeking automatic control solutions[J]. *IFAC Proceedings Volumes*, 2011, 44(1): 10842-10850.
- [28] GJERSTAD K, AAMO O M. A dynamic model of two-phase flow for simulating gas kick and facilitating model-based control in drilling operations[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 205: 108902.
- [29] GJERSTAD A K. Simplified flow equations for single-phase non-newtonian fluids in couette-poiseuille flow and in pipes: for dynamic modeling of surge and swab pressure in oil well drilling operations[D]. Stavanger: University of Stavanger, 2014.
- [30] HASAN A R, KABIR C S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli[J]. *International Journal of Multiphase Flow*, 1992, 18(2): 279-293.
- [31] 吴永, 黄文. 正交配置法处理微分方程两点边值问题的辅助用表[J]. *宁夏工程技术*, 2016, 15(1): 1-5.
- WU Yong, HUANG Wen. An assist table which handle the problem of deuce boundary of differential equation with the orthogonal collocation[J]. *Ningxia Engineering Technology*, 2016, 15(1): 1-5.
- [32] 夏安迪. 基于模式识别的气侵早期诊断与地层信息反演[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
- XIA Andi. Early gas kick detection based on pattern recognition and inversion of formation information after a kick[D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2019.
- [33] SHAYEGI S, KABIR C S S, IF F, et al. Reservoir characterization begins at first contact with the drill bit[J]. *SPE Drilling & Completion*, 2012, 27(1): 11-21.
- [34] BENDLKSEN K H, MALNES D, MOE R, et al. The dynamic two-fluid model OLGA: theory and application[J]. *SPE Production Engineering*, 1991, 6(2): 171-180.
- [35] 曹宏, 常德双, 胡少华, 等. 中国深层油气勘探地球物理技术与展望[J]. *石油学报*, 2023, 44(12): 2250-2269.
- CAO Hong, CHANG Deshuang, HU Shaohua, et al. Geophysical techniques and prospects for deep oil-gas exploration in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(12): 2250-2269.
- [36] 龚浩, 唐庚, 张林, 等. 川西地区超深高温高压气井完井试油技术研究与应用[J]. *钻采工艺*, 2020, 43(增刊 1): 61-63.
- GONG Hao, TANG Geng, ZHANG Lin, et al. Research and application of well completion and testing technology for ultra-deep HTHP gas wells in western Sichuan area[J]. *Drilling & Production Technology*, 2020, 43(S1): 61-63.
- [37] 谢彬强, 陶怀志, 张俊, 等. 梳型温敏聚合物对无固相水基钻井液高温流变性的调控[J]. *石油学报*, 2024, 45(2): 427-436.
- XIE Binqiang, TAO Huaizhi, ZHANG Jun, et al. Regulation of comb-type thermo-sensitive polymer on high-temperature rheological properties of solid-free water-based drilling fluid[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(2): 427-436.

(收稿日期 2023-05-31 改回日期 2024-03-11 编辑 王培玺)