

基于 SPH 方法的原油管道蜡沉积流固耦合模拟

连远锋^{1,2,3)}, 王乐泉^{1,3)}, 李忻坤¹⁾

¹⁾ (中国石油大学(北京)计算机科学与技术系 北京 102249)

²⁾ (石油数据挖掘北京市重点实验室 北京 102249)

³⁾ (中国石油大学(北京)海南研究院 三亚 572000)

(lianyuanfeng@cup.edu.cn)

摘要: 原油管道的蜡沉积模拟预测对长输管线安全的高效运行具有重要意义。针对现有的原油管道蜡沉积模拟方法无法呈现符合蜡沉积物理过程的问题, 提出一种基于光滑粒子流体动力学 (SPH) 方法的原油管道蜡沉积流固耦合模拟方法。首先将傅里叶热传导模型引入 SPH 方法中模拟热量传递; 然后提出基于黏性力相变的蜡沉积模型描述蜡沉积过程; 最后提出最邻近位置校正方法, 实现模拟过程中动态固体边界的流固耦合。在不同的管道类型下, 分别对蜡沉积模拟真实性和程序运行效率进行实验的结果表明, 与主流方法相比, 所提方法可以真实地反映原油管道蜡沉积现象, 同时模拟蜡的生成对管道中原油正常流动造成影响。

关键词: 光滑粒子流体动力学; 蜡沉积; 流体仿真; 流固耦合

中图法分类号: TP391.41

DOI: 10.3724/SP.J.1089.2025-00245

Simulation Method of Fluid-Solid Interaction for Wax Deposition in Crude Oil Pipelines Based on SPH

Lian Yuanfeng^{1,2,3)}, Wang Lequan^{1,3)}, and Li Xinkun¹⁾

¹⁾ (Department of Computer Science and Technology, China University of Petroleum, Beijing 102249)

²⁾ (Beijing Key Laboratory of Petroleum Data Mining, Beijing 102249)

³⁾ (Hainan Institute of China University of Petroleum (Beijing), Sanya 572000)

Abstract: The simulation and prediction of wax deposition in oil pipelines are significant for the safe and efficient operation of long-distance pipelines. Aiming at the existing methods for simulating wax deposition in crude oil pipelines cannot accurately represent the physical process of wax deposition, a fluid-solid coupling simulation method for wax deposition in crude oil pipelines based on SPH is proposed. Firstly, the Fourier heat conduction model is introduced into the SPH method to simulate heat transfer. Secondly, a wax deposition model based on viscosity phase transformation is proposed to describe the wax deposition process. Finally, a nearest neighbor position correction algorithm is designed to achieve fluid-solid coupling with dynamic solid boundaries. Under different pipeline conditions, the authenticity of wax deposition simulation and the runtime efficiency are analyzed. Compared with mainstream methods, the proposed method can simulate the wax deposition phenomenon in crude oil pipelines realistically. Meanwhile, the simulated wax deposition would restrict the crude oil flow path.

Key words: smoothed particle hydrodynamics; wax deposition; fluid simulation; fluid-rigid interaction

收稿日期: 2025-07-04; 修回日期: 2025-11-20。基金项目: 国家自然科学基金 (61972353); 中国石油天然气集团有限公司-中国石油大学(北京)战略合作科技专项 (ZLZX2020-05); 海南省研究生创新科研课题 (Qhys2024-568)。连远锋 (1977—), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为图像处理与虚拟现实、深度学习; 王乐泉 (2001—), 男, 硕士研究生, CCF 会员, 主要研究方向为流体仿真、深度学习; 李忻坤 (2002—), 男, 在校学生, 主要研究方向为流体仿真、深度学习。

原油在管道运输中的蜡沉积现象会导致管道的有效传输面积减少,引发管道堵塞,并造成安全事故^[1-2],因此原油管道的蜡沉积模拟具有重要意义。现有的流体模拟方法主要分为基于网格的欧拉法和基于粒子的拉格朗日法^[3]。基于网格的方法使用界面跟踪方法进行多相流扩散计算,然而当模拟目标形变较大时,网格扭曲会导致计算精度下降^[4];基于粒子的光滑粒子流体动力学(smoothed particle hydrodynamics, SPH)方法^[5]能够实现材料边界的精确划分,易于构建多材料、多过程的物理仿真模型^[6]。但是,现有的 SPH 方法未考虑原油在管道中的热量传递、蜡沉积过程和原油与蜡的流固耦合现象^[7-8],无法呈现满足物理过程的真实场景。蜡沉积动力学模型基于分子扩散和剪切弥散机理模拟蜡沉积的形成。基于 FICK 扩散定律的蜡沉积模型虽然能够准确地预测不同情况下蜡沉积的厚度,但是现有的基于数值模拟的蜡沉积预测模型无法实时地呈现管道中的蜡沉积状态^[9]。

为了解决上述问题,本文提出一种基于 SPH 方法的原油管道蜡沉积流固耦合模拟方法。首先将傅里叶热传导模型与 SPH 相结合生成适用于温度变化的 SPH 方法,用于描述原油流动过程的热量传递;其次采用油气领域中常用的黄启玉模型^[10]模拟原油中生成蜡的速率,通过黏性力相变方法模拟蜡沉积过程,以描述原油管道中蜡沉积现象;最后针对油粒子和蜡粒子之间的动态相变界面的耦合问题,提出最邻近位置校正方法,实现蜡沉积模拟中动态固体边界的流固耦合。

1 相关工作

SPH 方法最早在天体物理学领域提出,之后逐渐被拓展到流体力学领域用于解决复杂的工程问题^[11-14]。在基础 SPH 方法上,许多研究者提出了多种改进模型。Becker 等^[15]提出弱可压缩 SPH 方法(weakly compressible SPH, WCSPH),通过引入表面张力模型计算粒子的位置;Solenthaler 等^[16]提出预测-修正不可压缩 SPH(predictive-corrective incompressible SPH, PCISPH)方法,通过将压强与密度联系起来,提高了流体模拟的稳定性和准确性;Ihmsen 等^[17]提出隐式不可压缩 SPH(implicit incompressible SPH, IISPH)方法,使用投影法和二阶邻域粒子实现更严格的不可压缩模拟,并提高了计算效率;Bender 等^[18]提出的无发散 SPH(divergence-free SPH, DFSPH)方法,使用 2 个

独立迭代的求解器求解 2 个压力泊松方程,可保证无散度条件和恒定密度条件;为了解决积雪高效模拟问题,Gissler 等^[19]将雪模拟为一种连续的弹性塑性材料,提出隐式可压缩 SPH(implicit compressible SPH, ICSPH)方法。

蜡沉积预测是基于分子扩散机制,模拟油流到环境的热损失和蜡的径向扩散,预测原油管道中的蜡沉积分布情况。Apte 等^[20]基于分子扩散机理,在单相蜡沉积模型的基础上建立了气液两相蜡沉积预测模型;Obaseki 等^[21]结合分子扩散、凝胶化和老化机制,建立了预测结果更准确的蜡沉积动力学模型;Haj-Shafiei 等^[22]和 Ehsani 等^[23]分别建立了基于稳态传热的蜡沉积预测模型,证明蜡沉积符合相变过程;Rygg 等^[24]根据分子扩散和剪切分散机制提出预测蜡沉积厚度计算模型;在此基础上,Matzain 等^[25]提出一种蜡沉积动力学模型,用于分析蜡沉积层中油含量和流动模式对蜡沉积速率的影响;Duan 等^[26]提出基于分子扩散机理的双极坐标系三维油气分层流蜡沉积模型,可以预测沿圆周角方向的蜡沉积,以及各相流体在轴向、径向和圆周方向的速度和温度分布;Chi^[27]结合油气两相蜡沉积实验数据和计算流体动力学数值模拟方法,建立了三维分层流蜡沉积模型;Kim 等^[28]使用 OLGA 软件和 Rygg 模型^[24]描述分子扩散和剪切分散机制,进而准确地预测最大蜡沉积位置;黄启玉等^[10]提出蜡沉积倾向系数,其中忽略剪切弥散作用,仅考虑分子扩散和剪切剥离的影响;尽管上述方法能够预测蜡沉积现象,但是都没有与基于粒子的 SPH 方法相结合。

综上所述,在流体模拟和蜡沉积预测方面已经取得了很多重要的研究成果,但是由于原油管道蜡沉积过程复杂,涉及油流热量传递、蜡质凝固形成沉积物等综合因素,原油管道蜡沉积模拟仍然需要深入研究。本文基于傅里叶热传导模拟热量传递,将蜡沉积模型和黏性力相变模型与 SPH 方法相结合模拟蜡沉积过程,并提出一种处理油与蜡之间的动态边界的最邻近位置校正方法,实现了蜡沉积过程的实时、高效的模拟仿真。

2 本文方法

本文基于原油管道蜡沉积物理过程,提出结合热量传递的蜡沉积光滑粒子动力学模型。首先在 SPH 框架中引入傅里叶热传导模型,然后结合蜡沉积模型和黏性力相变模型模拟蜡沉积现象,最后针

对模拟过程中蜡与油之间的动态边界, 提出一种新的最邻近位置校正方法。

2.1 原油管道流动模拟的 SPH 方法

本文使用 SPH 方法求解流体力学的纳维斯托克斯方程 (Navier-Stokes equations, NS) [17]。设 $f(\mathbf{x})$ 为连续的光滑函数, 在其定义域 Ω 上, 函数值可表示为

$$f(\mathbf{x}) = \int_{\Omega} f(\mathbf{x}') \delta(\mathbf{x} - \mathbf{x}') d\mathbf{x}' \quad (1)$$

其中, $\mathbf{x}$ 表示空间位置; δ 表示狄拉克函数。由于 SPH 方法将流体视为粒子系统, 因此计算连续区域的属性值时需要使用插值。SPH 方法使用光滑核函数近似狄拉克函数, 则式 (1) 变为

$$f(\mathbf{x}) = \int_{\Omega} f(\mathbf{x}') W(\mathbf{x} - \mathbf{x}', h) d\mathbf{x}' \quad (2)$$

其中, h 表示光滑核半径。式 (2) 中粒子物理量由其相邻粒子点的相应物理量插值并累加计算求解, 如图 1 所示。利用粒子单位体积 V_j 替换核近似过程中的无穷小体元 $d\mathbf{x}'$, 得到

$$f(\mathbf{x}) = \sum_j f_j W(\mathbf{x}_i - \mathbf{x}_j, h) V_j = \sum_j m_j \frac{f_j}{\rho_j} W(\mathbf{x}_i - \mathbf{x}_j, h)。$$

其中, m_j 表示粒子 j 的质量; ρ_j 表示密度; f_j 表示粒子 j 的物理量。粒子属性的梯度和拉普拉斯算子分别为

$$\nabla f(\mathbf{x}) = \sum_j m_j \frac{f_j}{\rho_j} \nabla W_{ij} \quad (3)$$

$$\Delta f(\mathbf{x}) = \sum_j m_j \frac{f_j}{\rho_j} \Delta W_{ij}。$$

其中, $W_{ij} = W(\mathbf{x}_i - \mathbf{x}_j, h)$ 。

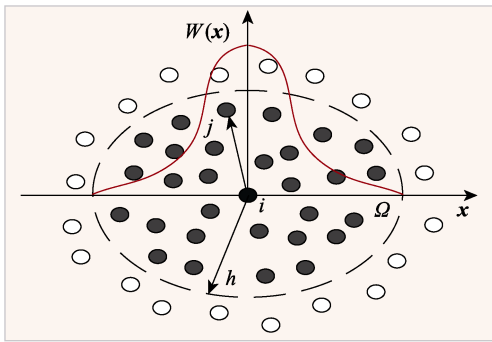


图 1 粒子近似示意图

不可压缩流体的控制方程为

$$\begin{aligned} \frac{d\rho}{dt} &= 0 \Leftrightarrow \nabla \cdot \mathbf{v} = 0, \\ \frac{d\mathbf{v}}{dt} &= -\frac{1}{\rho} \nabla p + \mu \nabla^2 \mathbf{v} + \frac{\mathbf{F}_{\text{other}}}{\rho}。 \end{aligned}$$

其中, t 表示时间步长; $\mathbf{v}$ 表示速度; p 表示压力; μ 表示黏度; $\mathbf{F}_{\text{other}}$ 表示非压力项。密度 ρ 可以近似为 $\rho_i = \sum_j m_j W_{ij}$ 。

粒子间的对称压力 F_i^p 的计算公式为

$$F_i^p = \sum_j m_j \frac{p_i + p_j}{2\rho_j} \nabla W_{ij}。$$

与式 (3) 的形式相比, 使用 $(p_i + p_j)/2$ 替换 p_j , 可以保证 2 个粒子之间的对称力数值一致。

2.2 热传递机制

原油管道蜡沉积现象产生的主要原因是油流在低温管壁的影响下降温, 油流中溶解的蜡质析出并附着在管壁上形成沉积物。因此, 本文使用傅里叶模型模拟原油管道蜡沉积现象中的温度交换, 热传导模型的扩散方程定义为

$$\frac{dT}{dt} = \frac{1}{\rho c_p} \nabla \cdot (k \nabla T) \quad (4)$$

其中, c_p 表示比热容; T 表示温度; k 表示热导率; d/dt 表示物理量随时间变化的导数。

对式 (4) 进行离散化, 可以得到粒子 i 的温度变化率为

$$\frac{dT_i}{dt} = \frac{1}{c_p} \sum_j (k_i + k_j) \frac{m_j}{\rho_i \rho_j} T_{ij} \frac{\mathbf{x}_{ij}}{|\mathbf{x}_{ij}|^2 + \varepsilon} \nabla W_{ij} \quad (5)$$

其中, $\mathbf{x}_{ij} = \mathbf{x}_i - \mathbf{x}_j$; $T_{ij} = T_i - T_j$; $\varepsilon = 0.001h^2$ 用于避免粒子距离过近导致的奇点。但是, k 不连续时式 (5) 无法保证热通量连续 [29], 本文通过分析一维情形对该式进行改进。设一维情况下 $x < 0$ 处热导率为 k_1 , $x > 0$ 处热导率为 k_2 , $x = 0$ 处温度为 $\bar{T}$ 且热通量连续, 则有

$$k_1 \frac{\bar{T} - T_i}{\Delta x/2} = k_2 \frac{T_{i+1} - \bar{T}}{\Delta x/2}。$$

其中, T_i 表示 $x = 0$ 处左侧第 1 个点的温度, T_{i+1} 表示 $x = 0$ 处右侧第 1 个点的温度; Δx 表示相邻 2 个点的距离, 由此可得

$$\bar{T} = \frac{k_2 T_{i+1} + k_1 T_i}{k_2 + k_1} \quad (6)$$

求解 $x < 0$ 处的热传导方程, 在点 i 处近似热传导方程为

$$\frac{dT_i}{dt} = \frac{k_1}{c_p} \left(\frac{\bar{T} - T_i}{\Delta x/2} - \frac{T_i - T_{i-1}}{\Delta x} \right) \frac{1}{\Delta x} \quad (7)$$

将式 (6) 代入式 (7) 得到

$$\frac{dT_i}{dt} = \frac{1}{c_p} \left(\frac{2k_1k_2(T_{i+1}-T_i)}{(k_1+k_2)\Delta x} - \frac{k_1(T_i-T_{i-1})}{\Delta x} \right) \frac{1}{\Delta x} \quad (8)$$

式(8)表明,进入邻近区域的通量是连续的等价于将邻近区域的第1个点包含在热传导方程中,则有效热导率为 $k_1^{\text{eff}} = \frac{2k_1k_2}{k_1+k_2}$ 。

同理, $x > 0$ 处的热传导方程是将点 i 包含在有效热导率中,则 $k_2^{\text{eff}} = k_1^{\text{eff}}$ 。热通量连续的 SPH 形式的热传导方程为

$$\frac{dT}{dt} = \frac{1}{c_p} \sum_j \left(\frac{4k_1k_j}{k_i+k_j} \right) \frac{m_j}{\rho_i\rho_j} T_{ij} \frac{\mathbf{x}_{ij}}{|\mathbf{x}_{ij}|^2+\varepsilon} \nabla W_{ij} \quad (9)$$

2.3 蜡沉积模拟

当管道内某处原油温度低于其析蜡点时便会有蜡结晶析出,析出结晶沉积的过程受到多种因素的影响,其中,分子扩散和剪切剥离机制起主要作用^[30]。如图2所示,原油中蜡结晶的分子扩散导致沉积物的增加,同时高速流动的油流对蜡层的冲刷降低了蜡沉积的速率,被称为剪切剥离机制。黄启玉等^[10]结合 FICK 扩散定律提出计算沉积物的黄启玉模型

$$Q = 210\tau^{-0.034} \frac{1}{\mu} \frac{dC}{dT} (\Delta T)^{0.3053}。$$

其中, Q 表示蜡沉积速率; τ 表示剪切力; dC/dT 表示与温度相关的溶解度系数。该模型从分子动力学角度给出了油流中单位油发生蜡沉积现象的概率为

$$\phi = 0.0204\mu^{1.03}\tau^{-1.036}(\Delta T)^{-0.157} \left(\frac{dC}{dT} \right)^{-0.576} \quad (10)$$

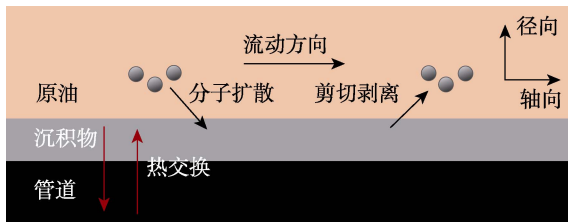


图2 蜡沉积机理示意图

通过式(9)(10)计算每个油粒子的温度和出现蜡沉积现象的概率,当油粒子出现蜡沉积现象时发生相变过程,从液态变为“凝胶-固体”状态,其黏度值发生明显变化。为了模拟液体的凝固以及固体的聚集,本文提出一种黏性力相变模型,通过黏性将相变过程描述为流体颗粒转化为代表固体状态的高黏性粒子,粒子间的黏性力定义为^[31]

$$\mathbf{F}_i^{\text{vis}} = 2\mu d \sum_j \frac{2\delta_i\delta_j}{\delta_i+\delta_j} \frac{m_im_j}{\rho_j} \frac{\mathbf{x}_{ij}\mathbf{v}_{ij}\nabla W_{ij}}{|\mathbf{x}_{ij}|^2+\varepsilon} \quad (11)$$

其中, $d = D + 2$, D 表示空间维度; $\mathbf{v}_{ij} = \mathbf{v}_i - \mathbf{v}_j$; δ 表示区分粒子相位的变量。粒子与固体边界的黏性力定义为

$$\mathbf{F}_i^{\text{vis}} = \begin{cases} 2\mu d \sum_{j \in N_b} \delta_i \frac{m_im_j}{\rho_j} \frac{\mathbf{x}_{ij}\mathbf{v}_{ij}\nabla W_{ij}}{|\mathbf{x}_{ij}|^2+\varepsilon}, & \mathbf{x}_{ij} \leq d_{\text{EW}} \\ 0, & \mathbf{x}_{ij} > d_{\text{EW}} \end{cases} \quad (12)$$

其中, N_b 表示粒子 i 邻域半径内的固体边界; d_{EW} 表示粒子受到管道壁的高黏性力的距离。

如图3所示,原油在管道中发生蜡沉积,其中,黑色粒子为液体原油,黄色粒子为固体蜡,黑色斜线区域为管道壁,黄色连接线表示相邻粒子之间受到高黏性力作用,红色虚线表示以 h 为半径的圆表示粒子的邻域,蓝色虚线表示距离管道内壁 d_{EW} 的区域。可以看出,蜡与其邻域中的蜡之间受到高黏性力,当蜡与管道壁的距离小于 d_{EW} 时,蜡受到管道壁的高黏性力作用聚集形成沉积物。

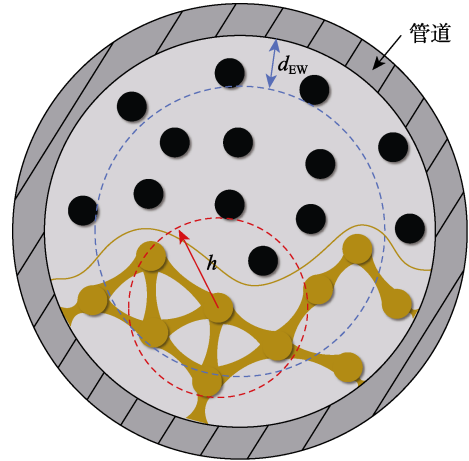


图3 黏性力相变示意图

2.4 最邻近位置校正方法

在固液两相接触界面处通常呈现显著的流固耦合效应^[32],蜡沉积的动态形成过程涉及流体粒子向固体粒子的相变转化。值得注意的是,现有的流固耦合模型难以准确地表征此类动态相变边界的耦合行为,尤其在原油粒子与新生蜡沉积粒子的界面交互作用方面存在显著的数值模拟误差^[32]。为此,本文提出最邻近位置校正方法。假设粒子运动稳定性受到速度场更新精度、邻域采样密度等因素影响,当速度迭代步长超出稳定域时将引发数值振荡现象,同时,假设支撑域内粒子数不足会加剧核近似误差的累积。由于速度场大幅突变位移增量

突破 CFL (Courant-Friedrichs-Lewy) 条件^[33]的限制, 因此粒子穿透边界并引发质量损失, 这种现象统称为粒子系统退化问题。为了解决流体颗粒退化的问题, 需要在固体边界建立一层虚拟颗粒层, 让这些虚拟颗粒参与到流体颗粒密度和其他相关物理性质的计算中。假设邻域中包含边界的粒子密度为

$$\rho_i = \sum_j m_j W_{ij} + \rho_i^B \quad (13)$$

其中, ρ_i^B 表示粒子 i 邻域半径内固体边界粒子对流体粒子密度的贡献, 使用密度图^[34]表示为

$$\rho_i^B = \int_j \gamma(S(\mathbf{x}_j)) W_{ij} d\mathbf{x}_j;$$

$S(\mathbf{x})$ 表示有符号距离函数

$$S(\mathbf{x}) = \begin{cases} -s(\mathbf{x}, B), & \text{if } \mathbf{x} \in B \\ s(\mathbf{x}, B), & \text{otherwise} \end{cases};$$

$s(\mathbf{x}, B)$ 定义了从点 $\mathbf{x}$ 到边界表面 B 的无符号最短距离, $\gamma(\mathbf{x})$ 表示非严格单调递减函数, 定义为

$$\gamma(\mathbf{x}) = \begin{cases} \rho_0 \left(1 - \frac{\mathbf{x}}{h}\right), & \text{if } \mathbf{x} < h \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases};$$

ρ_0 表示粒子静止密度。

本文提出基于原油与蜡在形成过程中耦合特性的最邻近位置校正方法, 最邻近位置校正示意图如图 4 所示。图 4a 中, 黄色粒子 i 为流体粒子, 速度为 $\mathbf{v}$, 蓝色粒子为固体粒子, $\mathbf{n}_{ij}$ 为由粒子 i 指向粒子 j 的矢量; 图 4b 中, 黄色虚线粒子 i^* 为粒子 i 的预测位置, $\Delta\mathbf{x} = \mathbf{v}\Delta t$ 为流体粒子的预测位移量, 红色斜线区域为粒子穿透区域, 预测位置与多个固体粒子发生粒子穿透现象; 图 4c 中, $\mathbf{e}_j$ 为固体粒子 j 指向粒子 i^* 的方向向量, 公式为

$$\mathbf{e}_j = \frac{\Delta\mathbf{x} - \mathbf{n}_{ij}}{\|\Delta\mathbf{x} - \mathbf{n}_{ij}\|}.$$

图 4d 中, 校正后粒子 i 的位移量为 $\Delta\mathbf{x}_c$, 定义为

$$\Delta\mathbf{x}_c = \Delta\mathbf{x} + \sum_{j \in L} \mathbf{n}_{ij} + 2r \times \mathbf{e}_j \quad (14)$$

其中, r 表示粒子半径; L 表示与粒子 i^* 发生粒子穿透的固体粒子的集合。

2.5 本文方法实现

假设将每个 SPH 粒子视为油粒子, 每个流体粒子均具有原油粒子的所有基本物理特性, 本文方法的计算步骤如下。

输入: 初始时刻 t_0 所有粒子 i 的质量 m_i 、位置 $\mathbf{x}_i$ 、速度 $\mathbf{v}_i$ 、体积 V_i^0 、温度 T_i 和粒子数量。

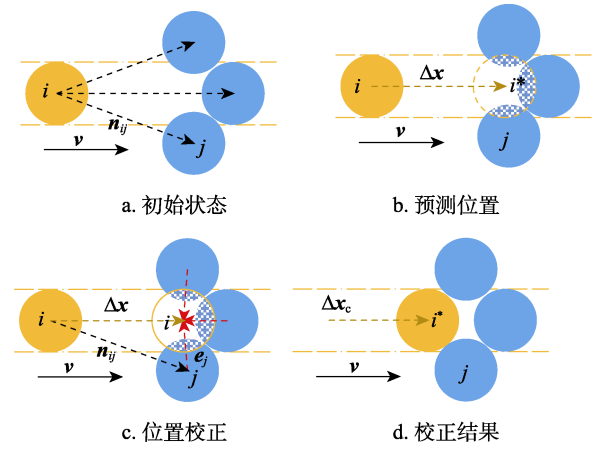


图 4 最邻近位置校正示意图

输出: 粒子位置和粒子状态。

Step1: 在当前时刻 t 遍历所有粒子, 对每个粒子 i 搜索其邻域粒子 $N_i(t)$ 。

Step2: 初始化时间步长 Δt , 流体密度 ρ_i^0 和流体温度 T_i^0 。

Step3: 根据式 (9) 计算每个粒子 i 的温度 T_i 。

Step4: if $T_i < T_A$, then 根据式 (10) 计算原油粒子发生蜡沉积的概率 ϕ_i , 其中, T_A 表示蜡出现温度;

else $\phi_i = 0$ 。

Step5: 获取随机数 α_i , $0 < \alpha_i \leq 1$ 。

Step6: if $\alpha_i \leq \phi_i$, then $\delta_i = \delta_F$;

else $\delta_i = \delta_S$ 。

Step7: 根据式 (11) (12) 计算 $\mathbf{F}_i^{\text{vis}}$ 。

Step8: 计算每个粒子 i 的非压力项

$$\mathbf{F}_i^{\text{adv}} = \mathbf{F}_i^G + \mathbf{F}_i^{\text{vis}};$$

其中, $\mathbf{F}_i^G$ 表示重力。

Step9: 计算每个粒子 i 的中间速度

$$\mathbf{v}_i^* = \mathbf{v}_i + \frac{\mathbf{F}_i^{\text{adv}}}{m_i} \Delta t;$$

并将 $\mathbf{v}_i^*$ 作为恒定密度求解器^[18]的输入进行校正。

Step10: $\mathbf{x}_i(t + \Delta t) = \mathbf{x}_i(t) + \mathbf{v}_i^* \Delta t$ 。

Step11: 根据式 (13) 计算流体密度。

Step12: 将 $\mathbf{v}_i^*$ 作为无散度求解器^[18]的输入进行校正。

Step13: 计算下一时刻 $t + \Delta t$ 的 $\mathbf{x}_i(t + \Delta t)$ 和 $\mathbf{v}_i(t + \Delta t)$ 。

Step14: 根据式 (14) 计算邻近边界粒子修正后的位移量 $\Delta\mathbf{x}_c$, 更新粒子位置。

Step15: 更新时间 $t = t + \Delta t$, 若 $t < \text{最大模拟时长}$, 转 Step3。

3 实验结果与讨论

本文的实验中, 使用 NVIDIA GeForce GTX

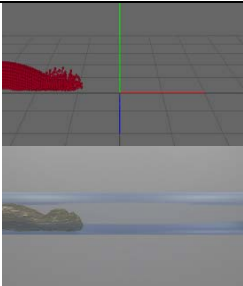
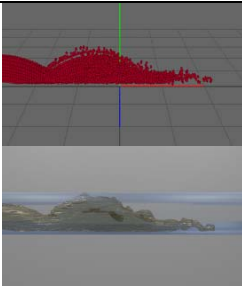
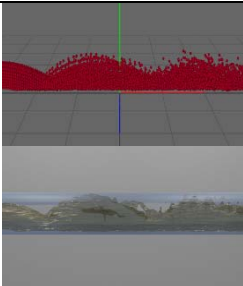
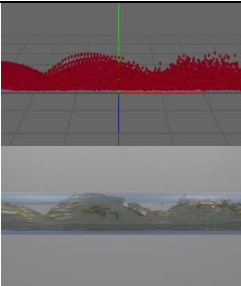
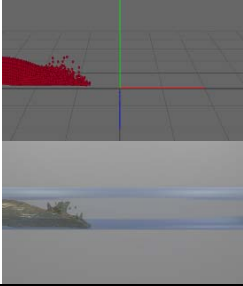
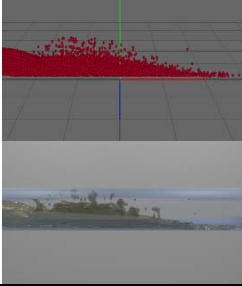
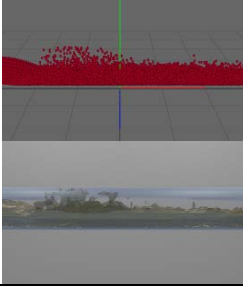
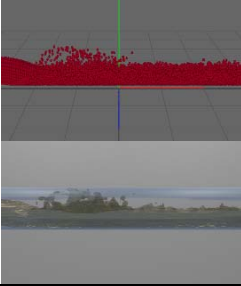
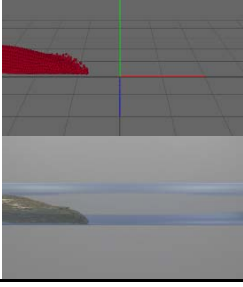
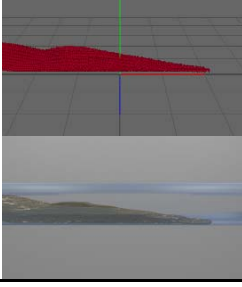
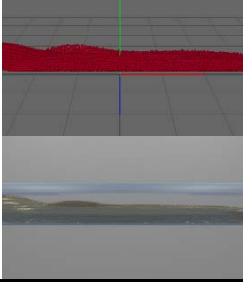
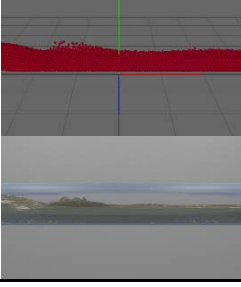
3080 GPU, Intel Xeon Bronze 3206R CPU, 24 GB 内存和 64 位操作系统的台式工作站。本文方法在 Visual Studio 2019 环境下使用 C++ 语言实现, 使用 OpenGL 库和 Blender 软件的 Cycles 渲染引擎对生成的 bego 文件和 obj 文件进行真实渲染。通过设计多种场景, 验证本文方法和沉积物对原油流动的阻塞影响。其中, 在直线管道场景中, 最大粒子数量为 34500, 粒子大小为 0.045 m; 在圆形管道场景中, 最大粒子数量为 40000, 粒子大小为 0.045 m; 在 Z 形管道场景中, 最大粒子数量为 33600, 粒子大小为 0.045 m; 在坝溃 1 和坝溃 2 场景中, 最大粒子数量为 3509, 粒子大小为 0.050 m; 在螺旋管道场景中, 最大粒子数量为 18400, 粒子大小为 0.050 m。所有实验场景中, 原油的初始温度为 60 °C, T_{wax} 为 20 °C, 比热容为 1 J/(g · K), 热传导率为 10 W/(m · K); 蜡的比热容为 2 J/(g · K), 热传导率为 5 W/(m · K); 管道的初始温度为 0 °C, 热传导率为 10 W/(m · K); 液体粒子 $\delta_F = 1$, 固体粒子 $\delta_S = 50$; 仿真时间步长为 25 帧/s, 仿真时间与物理时间的比值为 1 : 2000。

3.1 蜡沉积模拟

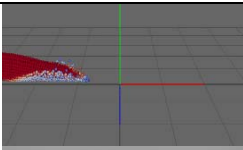
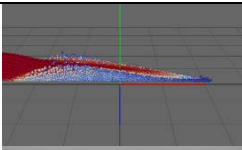
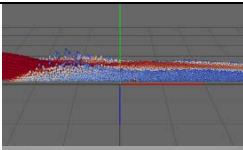
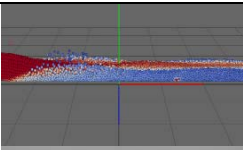
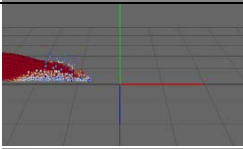
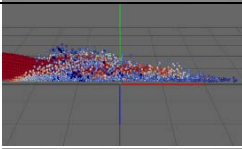
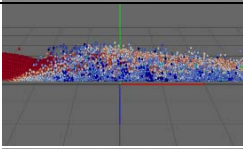
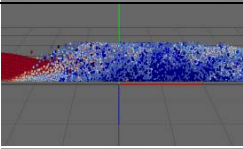
本文设计了蜡沉积模拟实验, 验证本文方法能够有效地模拟原油管道中发生蜡沉积现象。

在直线管道场景下, 将本文方法与 4 种 SPH 方法的原油蜡沉积进行模拟实验, 包括 WCSPH^[15]、DFSPH^[18]、PBF^[35]和 Zhang 等^[36]方法, 结果如表 1 所示。其中, 原油粒子从管道左侧输入, 初速度为 5 m/s。为了更直观地展示, 每组实验结果中, 第 1 行是粒子图并隐藏了管道, 图中用颜色分配粒子温度, 红色表示高温, 蓝色表示低温; 第 2 行是渲染图, 将原油渲染为淡黄色液体, 蜡渲染为黑白相间的固体。可以看出: (1) WCSPH^[15]存在原油不能稳定流动, 原油与管道接触后反弹高度过高的问题。(2) PBF^[35]的压力不稳定, 原油在流动过程中不断产生水花。(3) DFSPH^[18]虽然能够稳定地模拟原油的流动, 但是模拟过程中没有发生温度交换和蜡沉积现象。(4) Zhang 等^[36]在 SPH 方法中引入式 (5), 较好地模拟了原油流动过程中的热量交换, 靠近管壁的原油粒子温度迅速下降至 T_{wax} 以下, 但没有发生蜡沉积现象。(5) 本文方法在第 150 帧时,

表 1 直线管道场景下 5 种方法模拟结果对比

方法	第 50 帧	第 150 帧	第 250 帧	第 350 帧
WCSPH ^[15]				
PBF ^[35]				
DFSPH ^[18]				

续表

方法	第 50 帧	第 150 帧	第 250 帧	第 350 帧
Zhang 等 ^[36]				
本文				

原油粒子温度下降至 T_{wax} 以下, 发生蜡沉积现象, 生成沉积物阻塞原油流动; 第 250 帧时, 沉积物导致液面上升的效果更为明显; 第 350 帧时, 沉积物已经导致管道下游流量明显减小。

将本文方法与 4 种对比方法的模拟时间进行实验, 结果如表 2 所示。可以看出, 由于融入了热传递机制、蜡沉积模型、粒子凝固模型和最邻近位置校正方法, 本文方法不同程度地增加了原油蜡沉积模拟时间。

表 2 5 种方法模拟时间对比 h:min:s

方法	前 50 帧	前 150 帧	前 250 帧	前 350 帧	前 450 帧
WCSPH ^[15]	00:34:19	01:40:13	02:47:01	03:55:05	05:00:19
PBF ^[35]	01:01:28	03:03:57	05:07:42	07:10:06	09:13:16
DFSPH ^[18]	00:56:26	02:49:48	04:42:04	06:36:02	08:29:04
Zhang 等 ^[36]	01:16:49	03:50:25	06:24:21	08:56:56	11:31:11
本文	02:05:29	06:13:51	10:23:26	14:32:29	18:41:46

对本文方法中的模块进行消融实验, 验证各模块对该方法的影响, 结果如表 3 所示。可以看出, w/o 热传递机制使用式 (5) 模拟热量交换, 热传导率不连续时热通量不连续, 蜡沉积量明显增加; w/o 蜡沉积模型使用随机数替换式 (10), 模拟蜡沉积结果不稳定; w/o 粒子凝固模型移除粒子凝固模型, 对于固体粒子停止更新粒子位置, 沉积物出现悬浮现象, 不符合物理规律; w/o 最邻近位置校正移除最邻近位置校正方法, 无法处理粒子穿透现象, 蜡沉积现象发生在管道下游。

对本文方法及各模块消融实验的模拟时间进

行实验, 结果如表 4 所示。可以看出, w/o 热传递机制和 w/o 蜡沉积模型的模拟时间减少; 由于 w/o 粒子凝固模型对于固体粒子停止更新粒子位置, w/o 最邻近位置校正移除了最邻近位置校正方法, 出现大量粒子系统退化问题, 增加了模拟时间。

在所有管道 (直线、圆型、Z 型和螺旋) 场景中, 对本文方法及各模块的平均模拟时间进行实验, 结果如表 5 所示。可以看出, 在所有管道场景中, 热传递机制的模拟时间最长; 第 50 帧时, 管道中没有出现蜡沉积现象, 蜡沉积模型、粒子凝固模型和最邻近位置校正方法需要的模拟时间较少; 第 150 帧时出现蜡沉积现象, 蜡沉积模型和粒子凝固模型的模拟时间显著增加; 第 250 帧和第 350 帧时出现大面积沉积物, 在沉积物与原油交界面存在流固耦合现象, 粒子凝固方法和最邻近位置校正方法的模拟时间明显增加; 由于螺旋管道场景中最大粒子数量最少, 因此各模块平均模拟时间最短; 由于圆型管道场景中最大粒子数量最多, 因此各模块平均模拟时间最长。

为验证本文方法在不同管道场景中不同帧下的蜡沉积现象, 进行模拟实验, 结果如表 6 所示。其中, 原油均从管道左上方输入。可以看出: (1) 在圆形管道场景中, 第 50 帧开始出现蜡; 第 150 帧和第 250 帧时, 蜡沉积现象集中发生在管道下游; 第 350 帧时, 由于沉积物的阻塞效果, 原油流速减小, 蜡沉积现象在管道上方发生。(2) 在 Z 形管道场景中, 蜡沉积现象出现在第 150 帧, 由于该管道特殊的管道结构, 该现象在管道内多个位置

表 3 本文方法及各模块消融实验结果对比

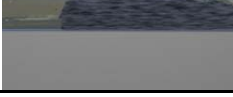
模块	生成 50 帧	生成 150 帧	生成 250 帧	生成 350 帧
本文方法				
w/o 热传递机制				
w/o 蜡沉积模型				
w/o 粒子凝固模型				
w/o 最邻近位置校正				

表 4 本文方法及各模块消融实验模拟时间对比

h:min:s

模块	前 50 帧	前 150 帧	前 250 帧	前 350 帧	前 450 帧
本文方法	02:04:49	06:13:51	10:23:26	14:32:29	18:41:46
w/o 热传递机制	02:03:01	05:41:18	10:18:15	13:17:09	17:38:21
w/o 蜡沉积模型	01:59:12	05:37:41	10:21:28	13:40:59	18:07:44
w/o 粒子凝固模型	04:53:35	14:40:46	25:30:09	55:28:55	71:20:03
w/o 最邻近位置校正	02:40:42	08:02:07	12:51:48	16:37:08	21:22:01

表 5 在所有管道场景中本文方法各模块平均模拟时间对比

s

模块	直线管道/圆型管道/Z 型管道/螺旋管道				
	第 50 帧	第 150 帧	第 250 帧	第 350 帧	第 450 帧
热传递机制	21.8/25.7/21.4/11.6	31.7/37.1/30.7/16.9	37.5/44.1/36.5/20.3	43.2/51.1/41.9/23.4	56.9/67.2/55.2/30.5
蜡沉积模型	3.9/4.7/3.7/2.1	6.1/7.2/5.9/3.3	6.3/7.5/6.1/3.4	6.6/7.9/6.3/3.5	7.4/8.9/7.1/3.9
粒子凝固模型	4.8/5.9/4.5/2.6	7.5/8.9/7.1/4.1	11.2/13.1/10.9/6.1	14.2/16.9/13.5/7.6	19.2/22.3/18.4/10.3
最邻近位置校正	2.6/3.2/2.5/1.4	2.9/3.5/2.8/1.6	3.6/4.4/3.4/1.9	4.3/5.1/4.0/2.3	4.9/5.8/4.5/2.6

发生；第 250 帧时，管道中端被沉积物填满，下方流量明显减少；第 350 帧时，沉积物已经充满整个管道，发生严重的阻塞现象。

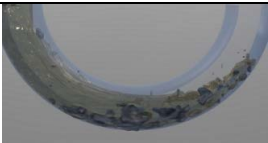
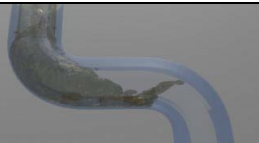
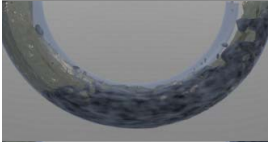
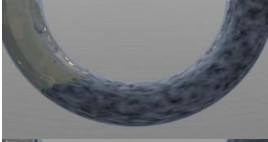
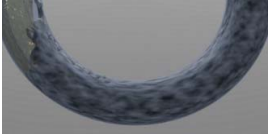
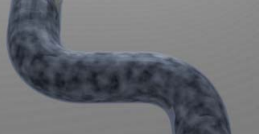
3.2 原油与沉积物相互作用效果模拟

对本文提出的非穿透模拟最邻近校正方法与无边界穿透方法对边界渗透的影响进行实验，粒子的抗穿透效果如表 7 所示。可以看出，无边界穿透方法中，粒子会穿透边界导致模拟的粒子数减少，

增加了模拟的不真实性；本文方法中，粒子在方形围栏内运动并且没有发生穿透围栏边界现象。

此外，分别使用 Akinci 等^[37]、Koschier 等^[34]、Bender 等^[38]的方法和本文的最邻近位置校正方法进行实验。结果如表 8 所示。可以看出，Akinci 等^[37]方法的粒子存在频繁跳跃现象，呈现出液体飞溅特征；Koschier 等^[34]方法的粒子与固体边界发生不稳定交互，部分粒子出现在固体边界外；Bender 等^[38]

表 6 不同场景、不同帧数下本文方法的模拟结果对比

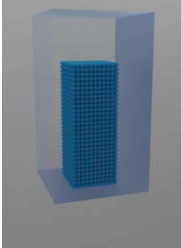
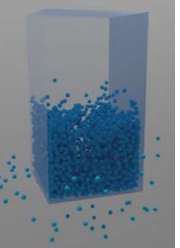
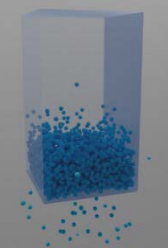
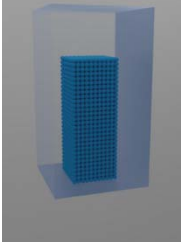
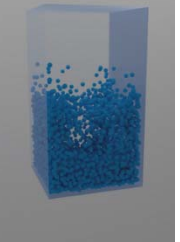
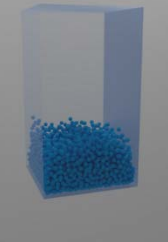
帧数	圆型管道	Z 型管道
50		
150		
250		
350		

方法虽然没有飞溅现象和突破边界现象,但是运动效果不稳定,粒子持续跳动振荡;本文方法的粒子始终保持在非常稳定的状态,液面起伏幅度最小,粒子运动状态最稳定,符合原油流动的物理过程。

3.3 生成物阻塞效果模拟

通过设计螺旋管道阻塞实验模拟蜡沉积物对

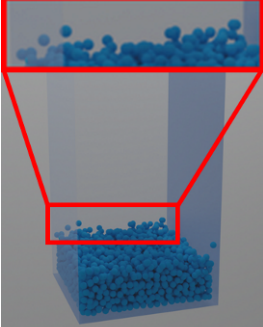
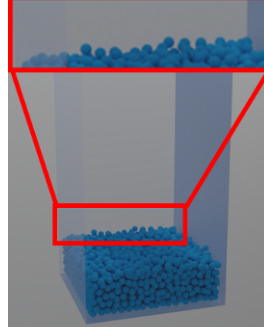
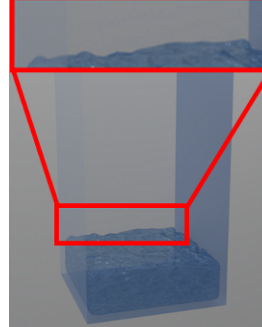
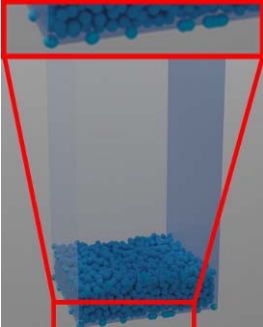
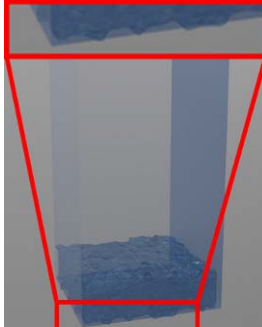
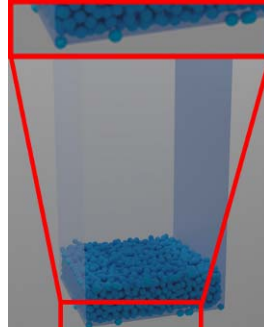
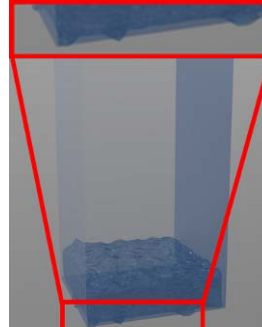
表 7 不同帧数下 2 种方法对边界渗透的影响对比

方法	第 0 帧	第 50 帧	第 100 帧
无边界穿透			
最邻近位置校正			

管道的堵塞效应,进一步验证蜡沉积物形成对原油运输造成的影响,结果如表 9 所示。

可以看出,第 70 帧时开始发生蜡沉积现象,影响原油流动状态;第 120 帧时,正常状态下的原油流动至管道出口,蜡沉积状态下的原油受到蜡的阻塞影响没有流动至管道出口;第 170 帧时,管道

表 8 在不同帧数下 4 种方法对比结果

方法	第 50 帧	第 50 帧 (渲染)	第 100 帧	第 100 帧 (渲染)
Akinci 等 ^[37]				
Koschier 等 ^[34]				

续表

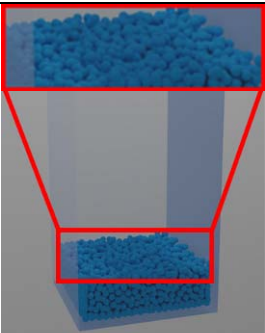
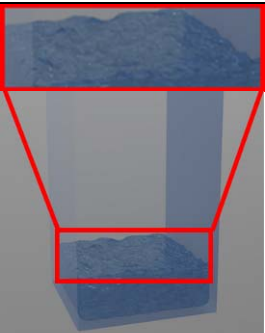
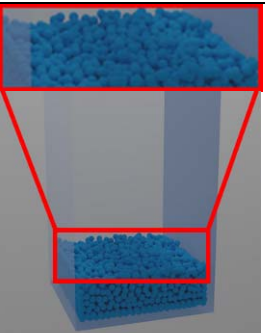
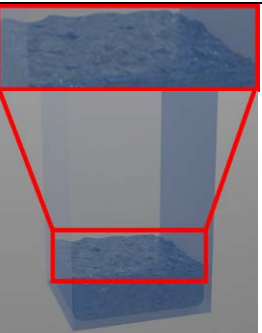
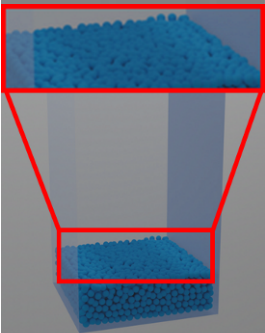
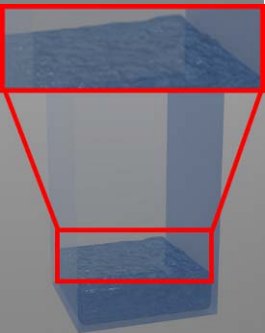
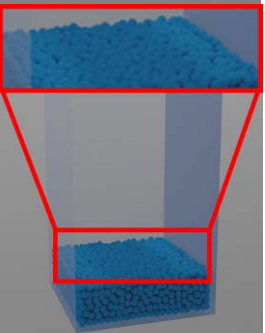
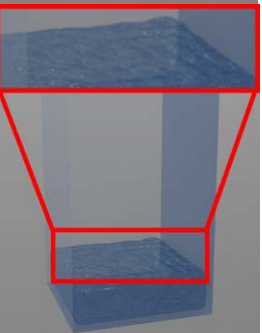
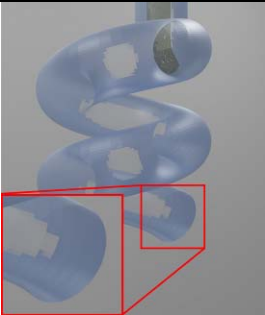
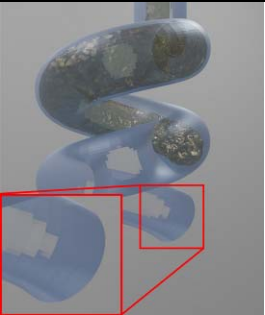
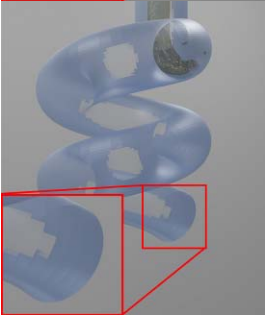
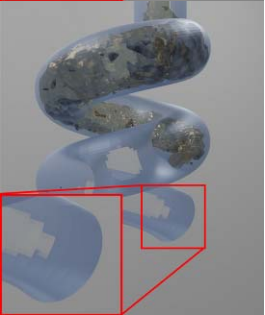
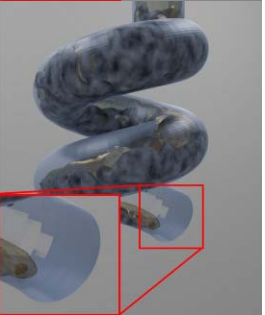
方法	第 50 帧	第 50 帧（渲染）	第 100 帧	第 100 帧（渲染）
Bender 等 ^[38]				
本文				

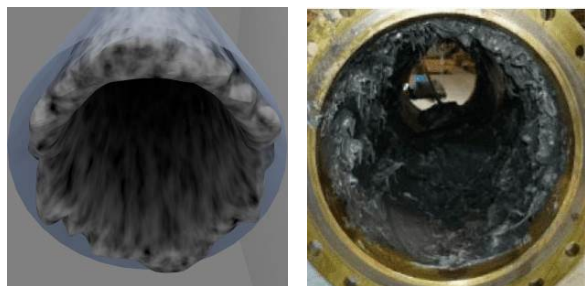
表 9 螺旋管道场景下阻塞实验结果

状态	第 20 帧	第 70 帧	第 120 帧	第 170 帧
正常				
蜡沉积				

中的蜡严重堵塞原油流动状态,红色方框区域显示出正常状态下出口处原油流速更快,形成的油流直径更长,管道流量更高,而蜡沉积状态下的原油流速更慢,形成的油流直径更短,管道流量更低。

对于原油管道蜡沉积现象,将本文方法模拟结果与实际清管蜡沉积图像数据^[39]进行对比,结果如图 5 所示。可以看出,本文方法的模拟结果具有较高的真实性。但是,由于本文方法中采用的黄启

玉模型^[10]忽略了剪切弥散作用,当原油流速大于10m/s时,剪切弥散作用使得结蜡厚度减半^[40],因此该方法在流速大于10m/s时出现模拟失真现象。



a. 本文方法模拟结果

b. 实际清管蜡沉积图像

图5 本文方法模拟结果与实际清管蜡沉积图像对比

4 结 语

本文提出一种基于SPH方法的蜡沉积流固耦合模拟方法。首先将傅里叶热传导模型与SPH方法结合,构建适用于温度变化的SPH方法模拟原油流动过程的热量传递;然后利用黄启玉模型模拟原油中生成蜡的速率;最后提出黏性力相变模型模拟蜡沉积过程,并提出最邻近位置校正方法处理蜡沉积模拟中固体边界的动态生成问题。实验结果表明,本文方法可以模拟原油管道蜡沉积现象,以及模拟产生的蜡造成管道中原油无法正常流动的情况。未来,可以引进大模型技术对粒子仿真过程进行加速模拟,进一步提高系统的模拟精度和速度。

参考文献 (References):

- [1] Pedersen K S, Rønningsen H P. Influence of wax inhibitors on wax appearance temperature, pour point, and viscosity of waxy crude oils[J]. *Energy & Fuels*, 2003, 17(2): 321-328
- [2] Xie Y, Chen D W, Mai F. Economic pigging cycles for low-throughput pipelines[J]. *Advances in Mechanical Engineering*, 2018, 10(11): 1-10
- [3] Lian Yuanfeng, Gao Hanzhao, Wei Haotian, *et al.* Simulation method for marine oil leakage dispersion based on FCE-SPH[J]. *Journal of Computer-Aided Design & Computer Graphics*, 2025, 37(7): 1116-1127(in Chinese)
(连远锋, 高洽钊, 魏昊天, 等. 基于 FCE-SPH 的海上溢油扩散模拟方法[J]. *计算机辅助设计与图形学学报*, 2025, 37(7): 1116-1127)
- [4] Zou Ling, Qi Yue, Zhao Qiping. Real-time approach for dynamic liquid simulation using semi-Lagrangian[J]. *Journal of Software*, 2013, 24(10): 2419-2431(in Chinese)
(邹玲, 齐越, 赵沁平. 一种基于半拉格朗日的液体实时仿

- 真方法[J]. *软件学报*, 2013, 24(10): 2419-2431)
- [5] Monaghan J J. Smoothed particle hydrodynamics[J]. *Reports on Progress in Physics*, 2005, 68(8): 1703-1759
- [6] Lian Yuanfeng, Xu Zhenlin, Li Guangyang, *et al.* Crude oil leakage simulation method based on physical processes[J]. *Journal of Computer-Aided Design & Computer Graphics*, 2023, 35(6): 868-880(in Chinese)
(连远锋, 许振林, 李光洋, 等. 基于物理过程的山地原油泄漏模拟方法[J]. *计算机辅助设计与图形学学报*, 2023, 35(6): 868-880)
- [7] Shimizu Y, Khayyer A, Gotoh H, *et al.* An enhanced multiphase ISPH-based method for accurate modeling of oil spill[J]. *Coastal Engineering Journal*, 2020, 62(4): 625-646
- [8] Li D M, Zhen Z, Zhang H Q, *et al.* Numerical model of oil film diffusion in water based on SPH method[J]. *Mathematical Problems in Engineering*, 2019, 2019(1): Article No.8250539
- [9] Liu H S, Duan J M, Li J, *et al.* Wax deposition modeling in oil-water stratified pipe flow[J]. *Petroleum Science*, 2023, 20(1): 526-539
- [10] Huang Qiyu, Li Yuxian, Zhang Jinjun. Unified wax deposition model[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(3): 459-462(in Chinese)
(黄启玉, 李瑜仙, 张劲军. 普适性结蜡模型研究[J]. *石油学报*, 2008, 29(3): 459-462)
- [11] Chen Xuyou, Wang Ruomei, Lin Shujin, *et al.* Thrombus clotting simulation method based on the Gillespie method[J]. *Journal of Computer-Aided Design & Computer Graphics*, 2019, 31(8): 1301-1311(in Chinese)
(陈旭游, 王若梅, 林淑金, 等. 基于 Gillespie 方法的血栓生成模拟方法[J]. *计算机辅助设计与图形学学报*, 2019, 31(8): 1301-1311)
- [12] Viola A. An innovative approach to simulate thrombosis with smoothed particle hydrodynamics[D]. Palermo: Università Degli Studi di Palermo, 2023
- [13] Su Z Y, Wang G Z, Wang Y K, *et al.* Numerical simulation of dynamic catastrophe of slope instability in three Gorges reservoir area based on FEM and SPH method[J]. *Natural Hazards*, 2022, 111(1): 709-724
- [14] Li H J, Ren H X, Qiu S Y, *et al.* Physics-based simulation of ocean scenes in marine simulator visual system[J]. *Water*, 2020, 12(1): Article No.215
- [15] Becker M, Teschner M. Weakly compressible SPH for free surface flows[C] //Proceedings of the ACM SIGGRAPH/Eurographics Symposium on Computer Animation. Aire-la-Ville: Eurographics Association Press, 2007: 209-217
- [16] Solenthaler B, Pajarola R. Predictive-corrective incompressible SPH[C] //Proceedings of the ACM SIGGRAPH 2009 Papers. New York: ACM Press, 2009: Article No.40
- [17] Ihmsen M, Cornelis J, Solenthaler B, *et al.* Implicit incompressible SPH[J]. *IEEE Transactions on Visualization and Computer Graphics*, 2014, 20(3): 426-435
- [18] Bender J, Koschier D. Divergence-free SPH for incompressible and viscous fluids[J]. *IEEE Transactions on Visualization and Computer Graphics*, 2017, 23(3): 1193-1206
- [19] Gissler C, Henne A, Band S, *et al.* An implicit compressible SPH solver for snow simulation[J]. *ACM Transactions on Graphics (TOG)*, 2020, 39(4): Article No.36

- [20] Apte M S, Matzain A, Zhang H Q, *et al.* Investigation of paraffin deposition during multiphase flow in pipelines and wellbores—part 2: modeling[J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2001, 123(2): 150-157
- [21] Obaseki M, Elijah P T. Dynamic modeling and prediction of wax deposition thickness in crude oil pipelines[J]. *Journal of King Saud University-Engineering Sciences*, 2021, 33(6): 437-445
- [22] Haj-Shafiei S, Serafini D, Mehrotra A K. A steady-state heat-transfer model for solids deposition from waxy mixtures in a pipeline[J]. *Fuel*, 2014, 137: 346-359
- [23] Ehsani S, Mehrotra A K. Validating heat-transfer-based modeling approach for wax deposition from paraffinic mixtures: an analogy with ice deposition[J]. *Energy & Fuels*, 2019, 33(3): 1859-1868
- [24] Rygg O B, Rydahl A K, Ronningsen H P. Wax deposition in offshore pipeline systems[C] // *Proceedings of the 1st North American Conference on Multiphase Technology*. United Kingdom: Professional Engineering Publishing, 1998: 193-205
- [25] Matzain A, Apte M S, Zhang H Q, *et al.* Multiphase flow wax deposition modeling[C] // *Proceedings of the Engineering Technology Conference on Energy*. Houston: American Society of Mechanical Engineers, 2001: 927-937
- [26] Duan J M, Liu H S, Jiang J Z, *et al.* Numerical prediction of wax deposition in oil-gas stratified pipe flow[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2017, 105: 279-289
- [27] Chi Y. Wax deposition under two-phase gas-oil stratified flow[D]. Tulsa: The University of Tulsa, 2019
- [28] Kim J, Han S, Seo Y, *et al.* The development of an AI-based model to predict the location and amount of wax in oil pipelines[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 209: Article No.109813
- [29] Cleary P W, Monaghan J J. Conduction modelling using smoothed particle hydrodynamics[J]. *Journal of Computational Physics*, 1999, 148(1): 227-264
- [30] Huang Qiyu, Bi Quan, Li Nan. Research progress of wax deposition in oil-water two-phase flow[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2016, 35(S1): 69-74(in Chinese)
(黄启玉, 毕权, 李男. 油水两相流蜡沉积研究进展[J]. *化工进展*, 2016, 35(S1): 69-74)
- [31] Weiler M, Koschier D, Brand M, *et al.* A physically consistent implicit viscosity solver for SPH fluids[J]. *Computer Graphics Forum*, 2018, 37(2): 145-155
- [32] Wang F, Xu S H, Jiang D Z, *et al.* Particle hydrodynamic simulation of thrombus formation using velocity decay factor[J]. *Computer Methods and Programs in Biomedicine*, 2021, 207: Article No.106173
- [33] Courant R, Friedrichs K, Lewy H. Über die partiellen Differenzengleichungen der mathematischen Physik[J]. *Mathematische Annalen*, 1928, 100(1): 32-74
- [34] Koschier D, Bender J. Density maps for improved SPH boundary handling[C] // *Proceedings of the ACM SIGGRAPH/Eurographics Symposium on Computer Animation*. New York: ACM Press, 2017: Article No.1
- [35] Macklin M, Müller M. Position based fluids[J]. *ACM Transactions on Graphics*, 2013, 32(4): 1-12
- [36] Zhang W, Yang X F. SPH modeling of natural convection in horizontal annuli[J]. *Acta Mechanica Sinica*, 2023, 39(4): Article No.322093
- [37] Akinci N, Ihmsen M, Akinci G, *et al.* Versatile rigid-fluid coupling for incompressible SPH[J]. *ACM Transactions on Graphics*, 2012, 31(4): Article No.62
- [38] Bender J, Kugelstadt T, Weiler M, *et al.* Volume maps: an implicit boundary representation for SPH[C] // *Proceedings of the 12th ACM SIGGRAPH Conference on Motion, Interaction and Games*. New York: ACM Press, 2019: Article No.26
- [39] Ochieng F O, Kinyanjui M N, Kiogora P R, *et al.* Predicting wax deposition in oil pipelines: a computational model incorporating heat and mass transfer effects[J]. *International Journal of Applied and Computational Mathematics*, 2024, 10(1): Article No.24
- [40] Lu Y D, Huang Z Y, Hoffmann R, *et al.* Counterintuitive effects of the oil flow rate on wax deposition[J]. *Energy & Fuels*, 2012, 26(7): 4091-4097