



DOI:10.12404/j.issn.1671-1815.2407303

引用格式:肖东,李炫锟,唐贵,等.基于分流工具的大差异环空井筒流动模型[J].科学技术与工程,2025,25(13):5560-5570.

Xiao Dong, Li Xuankun, Tang Gui, et al. Flow model for large differential annulus wellbore based on flow diversion tool[J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(13): 5560-5570.

# 基于分流工具的大差异环空井筒流动模型

肖东<sup>1,2</sup>, 李炫锟<sup>1,2</sup>, 唐贵<sup>3</sup>, 杨应强<sup>4</sup>, 陈昭希<sup>3</sup>, 刘亚川<sup>1,2</sup>

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 成都 610500; 2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500;  
3. 中国石油川庆钻探工程有限公司, 成都 610051; 4. 中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司, 克拉玛依 834000)

**摘要** 在深井、超深井钻井过程中常出现“大小井眼”的复杂井身结构,即“大差异环空”井筒。上部大尺寸环空钻井液流速过慢,导致携岩困难;而下部小尺寸环空流速则过快,显著增加了循环压耗。为了解决上述问题,提出了一种新型分流工具,旨在实现“上能携岩,下能降耗”的功能。然而,目前尚缺乏针对该工具的井筒流动数学模型,影响了分流工具结构的设计与优化。基于此,依据流动与传热基本原理,建立了适用于分流工具的井筒流动数学模型,并以 ZS102 井为例,证实了工具的应用效果。结果表明:安装分流工具后,井底压力从 85.08 MPa 降至 80.30 MPa,立压从 20.97 MPa 大幅降至 7.22 MPa,环空压耗从 7.16 MPa 降至 2.40 MPa。研究结果为深井、超深井钻井作业中复杂井身结构携岩参数优化及防漏治漏提供了新的解决方案,对深井、超深井钻井技术发展具有重要意义。

**关键词** 大差异环空;分流工具;压力剖面;循环压耗

**中图分类号** TU476; **文献标志码** A

## Flow Model for Large Differential Annulus Wellbore Based on Flow Diversion Tool

XIAO Dong<sup>1,2</sup>, LI Xuan-kun<sup>1,2</sup>, TANG Gui<sup>3</sup>, YANG Ying-qiang<sup>4</sup>, CHEN Zhao-xi<sup>3</sup>, LIU Ya-chuan<sup>1,2</sup>

(1. Petroleum Engineering School, SouthWest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

3. Chuangqing Drilling Engineering Company Limited, CNPC, Chengdu 610051, China;

4. Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay 834000, China)

**[Abstract]** “Large-difference annulus” is a common characteristic encountered in complex wellbore structures with “varying diameters” during (ultra-)deep well drilling. This characteristic leads to slow drilling fluid velocity in the upper large-diameter annulus, posing challenges for cuttings removal, while the higher velocity in the lower small-diameter annulus results in significant circulating pressure loss. To address these issues, a novel flow diverter tool was designed to carry cuttings in the upper section and the loss of circulating pressure in the lower section. However, the lack of a specific wellbore flow model tailored for this tool in current research has hindered its design and optimization. Based on the fundamental principles of fluid flow and heat transfer, a valid mathematical model was proposed to be compatible with the flow diverter tool. Then, *via* a case study on Well ZS102, the tool was proved to be effective and perform well in practice. The results show that with the installation of the flow diverter tool, the bottomhole pressure is lowered from 85.08 MPa to 80.30 MPa, the standpipe pressure is significantly reduced from 20.97 MPa to 7.22 MPa, and the annulus pressure loss is decreased from 7.16 MPa to 2.40 MPa. The research presents a novel approach for optimizing cuttings removal parameters and preventing leaks in complex wellbore structures during deep and ultra-deep well drilling operations, contributing significantly to the advancement of related drilling technologies.

**[Keywords]** large differential annulus; flow diversion tool; pressure profile; circulating pressure loss

相较于中国西部其余三大含油气盆地,四川盆地的海相碳酸盐岩地层呈现出沉积时间更长、地层层系更多、地层厚度更大、油气储藏埋藏更深的特征<sup>[1]</sup>。如何高效、安全建井,是超深层油气资源勘探开发面临的核心问题。

目前蓬莱气区超深井多采用尾管回接方式中完<sup>[2]</sup>。尾管回接后环空尺寸减小,导致环空压耗增大,进而造成泵压过高,超出了泥浆泵的额定功率阈值,从而对泥浆泵的安全稳定运行构成了潜在威胁。为了降低泵压,只能降低钻井液排量,却影响

收稿日期:2024-09-30 修订日期:2025-02-11

基金项目:国家重点研发计划(2023YFB3210205);四川省重点研发计划(2023YFS0358);中国石油天然气集团有限公司科技项目(2023ZZ20)

第一作者:肖东(1981—),男,汉族,四川德阳人,博士,教授。研究方向:油气井流体力学与工程。E-mail:swpxiaodong@126.com。

了携岩效率而导致沉砂卡钻。为了解决此类问题, 现场采取的措施是不回接尾管而直接进行下一开次钻进, 形成了上部环空尺寸大、下部环空尺寸小的“大小井眼”的复杂井身结构, 即“大差异环空”井筒。尽管此类复杂井身结构设计能够有效地降低泵压, 但仍存在环空钻井液流速分配不均的情况。增大钻井液流量则井筒循环压耗增加, 减小钻井液流量则上部大尺寸环空携岩困难。因此, 提出了一种适用于大差异环空井身结构的钻井液流量分配工具, 并建立了基于该工具的井筒流动数学模型, 对深井、超深井钻井技术发展具有重要意义。

针对深井、超深井钻井井筒流动模型, 国内外学者开展了一系列的研究。孔祥伟等<sup>[3]</sup>建立了分流器的串联局部压力模型, 推导出分流器开口面积的一元二次方程, 优化了分流器的最佳携岩位置, 并对其进行编程计算; Xu 等<sup>[4]</sup>在前人模型基础上, 提出了一种考虑黏度、密度及焦-汤效应随压力和温度变化的半解析模型, 并计算稳态流体流动时井筒流体温度剖面的解析模型; 张瑞淞等<sup>[5]</sup>综合井筒传热学和水力学理论, 提出了基于反演算法的循环摩擦系数优化方法, 建立了考虑温压耦合的高密度钻井液井筒温度场、压力场计算模型; 郑友志等<sup>[6]</sup>建立了定向井井筒-地层瞬态二维传热模型与温度压力耦合下的井筒压力计算模型, 评价了温度压力耦合下井筒压力与动静态密度随井深的分布变化特征; 王刚等<sup>[7]</sup>提出一种通过在井筒变径处钻杆上安装分流短节, 实现钻井液双循环的方法, 基于钻井水力参数优化理论和数值模拟方法, 研究分流短节对井筒变径处环空钻井液返速、钻井水力参数和钻杆结构安全性的影响; 邓虎等<sup>[8]</sup>针对超深井井筒流体高温、高压流变特性展开研究, 基于漂移流模型建立了一套超深井全井筒复杂流动数学模型, 该模型计算出的立压和套压数据与现场作业测得的数据基本吻合, 计算精度较高; 张锐尧等<sup>[9]</sup>根据双梯度钻井 (controlled mud level dual gradient drilling, CML) 的工艺特点与钻井液循环流动特征, 建立了井筒温度场和压力场物理模型以及瞬态井筒温压耦合场数学模型, 利用有限差分和循环迭代方法对模型进行离散和求解; Chen 等<sup>[10]</sup>提出了一个井筒温度和压力场的完全瞬态耦合预测模型, 并考虑了循环流体的热物理性质, 提出了一种井筒温度和压强轴向和径向耦合解的双循环迭代算法; 柳贡慧等<sup>[11]</sup>通过开展温度为 20 ~ 220 °C、压力为 0.1 ~ 200 MPa 的水基钻井液和油基钻井液流变性测试实验, 提出了不同温度和压力范围内的钻井液分段流变模式优选方法, 建立了考虑多因素综

合影响的钻井井筒压力精确预测模型; 刘平江等<sup>[12]</sup>基于能量守恒原理, 建立了井筒温度计算模型, 考虑流体流态对温度压力影响, 建立了温压耦合条件下井筒压力计算方法, 结合现场实测数据验证了温度压力模型计算可靠性。以上研究表明, 虽然目前深井、超深井钻井井筒流动数学模型已较为全面, 但在应对大差异环空场景, 特别是涉及钻井液分流这一复杂的定解条件时, 尚未构建出一套能够有效描述和精确预测井筒流动特性的数学模型。这一现状表明, 在特定复杂钻井环境下的井筒流动模型仍存在缺陷。

因此, 现基于流动与传热基本原理, 从改变环空钻井液流量角度出发, 结合临界携岩流量与串并联管路理论, 设计一种既能确保有效携岩又能显著降低循环压耗的分流工具, 并建立基于该工具的井筒流动数学模型。以 ZS102 井为例, 通过对比分析分流前后的井筒压力与温度变化, 充分验证该工具实际应用效果, 以期为深井、超深井钻井作业中复杂井身结构携岩参数优化及防漏治漏提供新的解决方案。

## 1 基于分流工具的井筒流动模型

### 1.1 物理模型

如图 1 所示, 分流工具两端与钻杆螺旋连接, 分流孔处于关闭状态, 随钻进入井内。当到达指定位置时 (即大差异环空井筒的套管变径处), 从井口输入压力脉冲信号, 压力传感器接收到脉冲信号后, 将压力波数据发送电控系统, 电控系统带动液压泵工作, 通过油液驱动活塞下行并压缩与之相连的弹簧, 带动工具内外腔旁通孔连通, 从而打开分流孔。

相较于传统的钻井流动过程, 钻井液泵入钻杆后, 一部分通过分流工具直接进入环空参与循环, 另一部分继续沿钻杆继续往下, 最后由钻头喷嘴喷出进入环空, 在环空中形成了两段不同流量的钻井液, 能够满足上部大环空携岩要求, 降低下部小环空循环压耗。

### 1.2 控制方程

#### 1.2.1 钻柱内控制方程

质量守恒方程为

$$\frac{d(\rho_p v_p A_p)}{dz} = 0 \quad (1)$$

动量方程为

$$\frac{d(PA_p)}{dz} = -\frac{d(\rho_p v_p^2 A_p)}{dz} + \rho_p g A_p - \frac{d(P_p A_p)}{dz} \quad (2)$$

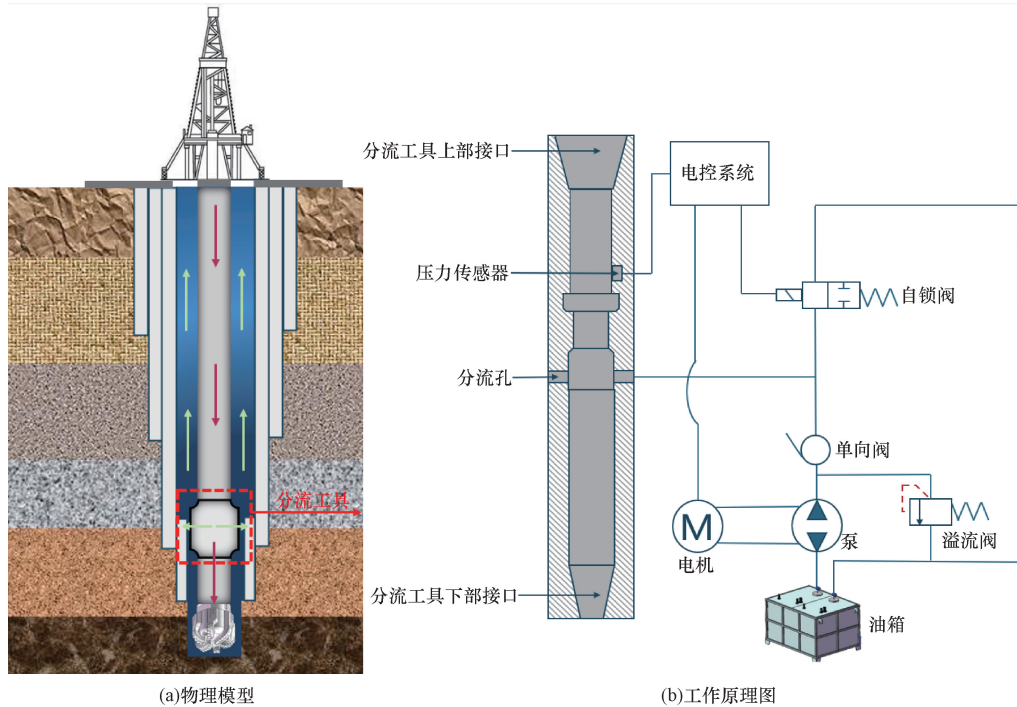


图1 基于分流工具的物理模型及工作原理

Fig. 1 Physical model and working principle of the flow diverter tool

式中： $\rho_p$ 为钻杆内钻井液密度， $\text{kg}/\text{m}^3$ ； $v_p$ 为钻杆内钻井液流速， $\text{m}/\text{s}$ ； $A_p$ 为钻杆截面积， $\text{m}^2$ ； $P$ 为测点压力， $\text{MPa}$ ； $P_{fp}$ 为钻杆内循环摩阻， $\text{Pa}$ 。

由于钻柱内钻井液流量发生改变，传统温压模型<sup>[13]</sup>难以满足，因此需要分段考虑。

### 1) 分流工具之上

钻杆内钻井液温度分布模型为

$$\frac{\pi d_{pi}^2}{4} \frac{\partial(c_p \rho_p T_p)}{\partial t} = \frac{T_a - T_p}{R_{IL}} + q_{mp1} \frac{\partial(c_p T_p)}{\partial z} + S_{pL} \quad (3)$$

式(3)中： $T_p$ 、 $T_a$ 分别为钻杆内和环空内的流体温度， $^{\circ}\text{C}$ ； $R_{IL}$ 为钻杆导热热阻、钻杆内外壁面与钻井液的对流换热热阻之和， $(\text{K} \cdot \text{m})/^{\circ}\text{C}$ ； $c_p$ 为钻杆内微元体中钻井液的热容， $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$ ； $q_{mp1}$ 为分流工具之上钻杆内钻井液的质量流量， $\text{kg}/\text{s}$ ； $d_{pi}$ 为钻杆内径， $\text{m}$ ； $S_{pL}$ 为单位长度钻杆内的生热量， $\text{W}/\text{m}$ 。

钻杆内钻井液压力分布模型为

$$-\rho_p g + \frac{\partial p_p}{\partial z} - \frac{f_{p1} \rho_p v_{p1}^2}{2d_{pi}} = \rho_p v_{p1} \frac{\partial v_{p1}}{\partial z} + \rho_p \frac{\partial v_{p1}}{\partial t} \quad (4)$$

式(4)中： $p_p$ 为钻杆内钻井液的压力， $\text{Pa}$ ； $v_{p1}$ 为分流工具之上钻杆中钻井液流速， $\text{m}/\text{s}$ ； $g$ 为重力加速度， $9.81 \text{ m}/\text{s}^2$ ； $f_{p1}$ 为分流工具之上钻杆内的循环摩阻系数。

### 2) 分流工具之下

钻杆内钻井液温度分布模型为

$$\frac{\pi d_{pi}^2}{4} \frac{\partial(c_p \rho_p T_p)}{\partial t} = \frac{T_a - T_p}{R_{IL}} + q_{mp2} \frac{\partial(c_p T_p)}{\partial z} + S_{pL} \quad (5)$$

式(5)中： $q_{mp2}$ 为分流工具之下钻杆内中钻井液的质量流量， $\text{kg}/\text{s}$ 。

钻杆内钻井液压力分布模型为

$$-\rho_p g + \frac{\partial p_p}{\partial z} - \frac{f_{p2} \rho_p v_{p2}^2}{2d_{pi}} = \rho_p v_{p2} \frac{\partial v_{p2}}{\partial z} + \rho_p \frac{\partial v_{p2}}{\partial t} \quad (6)$$

式(6)中： $v_{p2}$ 为分流工具之下钻杆中钻井液流速， $\text{m}/\text{s}$ ； $f_{p2}$ 为分流工具之下钻杆内循环摩阻系数。

### 1.2.2 环空内控制模型

质量守恒方程为

$$\frac{d(\rho_a v_a A_a)}{dz} = 0 \quad (7)$$

动量方程为

$$\frac{d(PA_a)}{dz} = -\frac{d(\rho_a v_a^2 A_a)}{dz} + \rho_a g A_a - \frac{d(P_{fa} A_a)}{dz} \quad (8)$$

式中： $\rho_a$ 为环空内钻井液密度， $\text{kg}/\text{cm}^3$ ； $v_a$ 为环空内钻井液流速， $\text{m}/\text{s}$ ； $A_a$ 为环空截面积， $\text{m}^2$ ； $P_{fa}$ 为环空内循环摩阻， $\text{Pa}$ 。

安装分流工具后，井筒内环空钻井液流量也发生改变，因此需要分段考虑。

### 1) 分流工具之下

环空内钻井液温度分布模型为

$$\frac{1}{4}\pi(d_{ai}^2 - d_{po}^2) \frac{\partial(c_a \rho_a T_a)}{\partial t} = \frac{T_p - T_a}{R_{1L}} + \frac{T_g - T_a}{R_{2L}} - q_{ma2} \frac{\partial(c_a T_a)}{\partial z} + S_{al} \quad (9)$$

式(9)中:  $T_g$  为地层温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $R_{2L}$  为环空与地层、钻杆外壁与环空内壁与钻井液的对流换热热阻之和,  $(\text{K}\cdot\text{m})/^{\circ}\text{C}$ ;  $c_a$  为环空内微元体中钻井液的热容,  $\text{J}/(\text{kg}\cdot^{\circ}\text{C})$ ;  $q_{ma2}$  为分流工具之下环空内钻井液的质量流量,  $\text{kg}/\text{s}$ ;  $d_{ai}$ 、 $d_{po}$  分别为套管内径和钻杆外径,  $\text{m}$ ;  $S_{al}$  为单位长度环空内的生热量,  $\text{W}/\text{m}$ 。

环空内钻井液压力分布模型为

$$-\rho_a g - \frac{\partial p_a}{\partial z} - \frac{f_{a2} \rho_a v_{a2}^2}{2(d_{pi} - d_{po})} = \rho_a v_{a2} \frac{\partial v_{a2}}{\partial z} + \rho_a \frac{\partial v_{a2}}{\partial t} \quad (10)$$

式(10)中:  $p_a$  为钻杆内钻井液的压力,  $\text{Pa}$ ;  $v_{a2}$  为分流工具之下环空中钻井液流速,  $\text{m}/\text{s}$ ;  $f_{a2}$  为分流工具之下环空内的循环摩擦系数。

2) 分流工具之下

环空内钻井液温度分布模型为

$$\frac{1}{4}\pi(d_{ai}^2 - d_{po}^2) \frac{\partial(c_a \rho_a T_a)}{\partial t} = \frac{T_p - T_a}{R_{1L}} + \frac{T_g - T_a}{R_{2L}} - q_{ma1} \frac{\partial(c_a T_a)}{\partial z} + S_{al} \quad (11)$$

式(11)中:  $q_{ma1}$  为分流工具之上环空内钻井液的质量流量,  $\text{kg}/\text{s}$ 。

环空内钻井液压力分布模型为

$$-\rho_a g - \frac{\partial p_a}{\partial z} - \frac{f_{a1} \rho_a v_{a1}^2}{2(d_{pi} - d_{po})} = \rho_a v_{a1} \frac{\partial v_{a1}}{\partial z} + \rho_a \frac{\partial v_{a1}}{\partial t} \quad (12)$$

式(12)中:  $v_{a1}$  为分流工具之上环空中钻井液流速,  $\text{m}/\text{s}$ ;  $f_{a1}$  为分流工具之上钻杆内循环摩擦系数。

### 1.3 补充方程

#### 1.3.1 热物性参数

目前在钻井工程中对井筒温度场的研究中, 通常将钻井液的密度、流变性、导热系数等热物性参数视为恒定值。而在实际钻井过程中, 随着井深的增加, 地层温度不断上升, 特别是深井、超深井中井口温度与井底温度相差较大, 对钻井液的热物性参数也有较大影响, 为了提高所提模型的准确性, 对钻井液的热物性参数随温压变化纳入考虑。

1) 密度

钻井液的密度随着温压变化, 根据文献调研<sup>[14-17]</sup>, 结合钻井液密度随温度压力变化关系式一般的拟合方法, 选择模型对所测密度数据进行拟合, 表达式为

$$\rho(P, t) = \rho_0 \exp(\xi_p P + \xi_{pp} P^2 + \xi_t t + \xi_{tt} t^2 + \xi_{pt} Pt) \quad (13)$$

式(13)中:  $\rho(P, t)$  为某温度和压力下的钻井液密

度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $\rho_0$  初始温度压力条件下钻井液初始密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $P$  为测点压力,  $\text{MPa}$ ;  $t$  为测点温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $\xi_p = 3.800 \times 10^{-4}$ 、 $\xi_{pp} = -4.226 \times 10^{-7}$ 、 $\xi_t = -8.625 \times 10^{-4}$ 、 $\xi_{tt} = 6.613 \times 10^{-6}$ 、 $\xi_{pt} = 3.622 \times 10^{-6}$ 。

2) 流变性

赫巴模式能够对更为复杂的流体流变性进行准确描述。赫巴流体的剪切速率和黏度之间存在着非线性关系, 并且常用于描述非牛顿流体模型, 能够用于更广泛的流体流变性描述。

赫巴流体的剪切应力  $\tau$  与剪切速率  $\gamma$  之间的关系式为

$$\tau = \tau_0 + K\gamma^n \quad (14)$$

式(14)中:  $\tau_0$  为屈服应力,  $\text{Pa}$ ;  $K$  为稠度系数,  $\text{Pa}\cdot\text{s}^n$ ,  $n$  为流性指数。

利用式(15)~式(17)<sup>[18]</sup>可较为准确地描述在赫巴模式下的钻井液随温压变化的流变性, 进一步提高模型精度。

$$\tau_0\left(\frac{1}{t}, P\right) = A_1 \frac{1}{t} + B_1 P + C_1 \frac{1}{t^2} + D_1 \frac{P}{t} + E_1 P^2 + F_1 \frac{1}{t^3} + G_1 \frac{P}{t^2} + H_1 \frac{P^2}{t} + I_1 P^3 \quad (15)$$

$$K\left(\frac{1}{t}, P\right) = A_2 \frac{1}{t} + B_2 P + C_2 \frac{1}{t^2} + D_2 \frac{P}{t} + E_2 P^2 + F_2 \frac{1}{t^3} + G_2 \frac{P}{t^2} + H_2 \frac{P^2}{t} + I_2 P^3 \quad (16)$$

$$n(\ln t, P) = A_3 \ln t + B_3 P + C_3 \ln^2 t + D_3 P \ln t + E_3 P^2 + F_3 \ln^3 t + G_3 P \ln^2 t + H_3 P^2 \ln t + I_3 P^3 \quad (17)$$

式中:  $t$  为温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $P$  为压力,  $\text{MPa}$ ;  $\tau_0(1/t, P)$  为该温压下钻井液的屈服应力,  $\text{Pa}$ ;  $K(1/t, P)$  为该温压下钻井液稠度系数,  $\text{Pa}\cdot\text{s}^n$ ,  $n$  为该温压下钻井液的流性指数;  $A_i$ 、 $B_i$ 、 $C_i$ 、 $D_i$ 、 $E_i$ 、 $F_i$ 、 $G_i$ 、 $H_i$ 、 $I_i$  为钻井液流变参数预测模型决定系数, 通过实验确定, 其值如表 1 所示。

3) 导热系数与比热

根据经验公式<sup>[19]</sup>来计算钻井液的导热系数及比热与温度的关系, 表达式如下。

$$\lambda_p = a_1 + a_2 T + a_3 T^{1.5} + a_4 T^2 + a_5 T^{0.5} \quad (18)$$

$$c_p = b_1 + b_2 T + b_3 T^{1.5} + b_4 T^2 + b_5 T^{0.5} \quad (19)$$

式中:  $\lambda_p$  为钻井液导热系数,  $\text{W}/(\text{m}\cdot^{\circ}\text{C})$ ;  $c_p$  为钻井液比热,  $\text{J}/(\text{kg}\cdot^{\circ}\text{C})$ ;  $a_1$ 、 $a_2$ 、 $a_3$ 、 $a_4$ 、 $a_5$ 、 $b_1$ 、 $b_2$ 、 $b_3$ 、 $b_4$ 、 $b_5$  为经验常数, 根据实验数据拟合后确定, 利用目标区块所用钻井液测试后, 可得  $a_1 = 0.845\ 567$ ,  $a_2 = 0.015\ 49$ ,  $a_3 = -0.001\ 54$ ,  $a_4 = 5.66 \times 10^{-5}$ ,  $a_5 = -0.064\ 84$ ,  $b_1 = 1\ 583.133$ ,  $b_2 = -7.203\ 63$ ,  $b_3 = 2.939\ 88$ ,  $b_4 = -0.363\ 3$ ,  $b_5 = 0.014\ 559$ 。

表1 钻井液流变参数预测模型决定系数

对应系数	A	B	C	D	E	F	G	F	I
$\tau_0$	$2.28 \times 10^4$	-15.51	$-2.07 \times 10^6$	882.65	0.134	$3.23 \times 10^7$	$8.35 \times 10^3$	-8.12	$-7.07 \times 10^{-5}$
K	0	8 435.14	-6.68	$-8.42 \times 10^5$	421.93	0.054 4	$1.35 \times 10^7$	$3.18 \times 10^3$	-3.728
n	$-1.02 \times 10^6$	4.953	212.36	-7.00	0.132 421	-28.098 3	1.377 274	-0.031 47	$6.84 \times 10^{-6}$

## 1.3.2 热源计算项

根据钻井过程中的能量传递过程,即式(3)、式(5)、式(7)及式(11)中的热源项  $S_{pL}$  和  $S_{aL}$ ,包括流动摩阻生热、钻头节流压降生热、钻头破碎岩石生热及钻杆与井壁的机械摩擦生热等。

## 1) 流动摩阻生热源项

钻井液在流道内流动过程中,因其黏性导致部分机械能损失,最终转化为热能,根据流体力学基本原理,钻杆内的摩阻生热源项为

$$S_{pL} = \frac{8f_p q_{mp}^3}{\pi^2 d_{pi}^5 \rho_p^2} \quad (20)$$

## 2) 环空内的摩阻生热源项

采用 Xiao<sup>[20]</sup>模型,表达式为

$$S_{aL} = \frac{8f_a q_{ma}^3}{\pi^2 (d_{ai} - d_{po})(d_{ai}^2 - d_{po}^2) \rho_a^2} \quad (21)$$

钻井液通过钻头喷嘴产生较大的节流压降,这部分节流压降也将转化为热能,成为钻头节流压降生热源项,表达式为

$$S_{bL} = \frac{0.8q_{ma}^3}{C_d^2 \pi^2 d_{ne}^5 \rho_p^2 L} \quad (22)$$

## 3) 机械摩擦生热源项

钻柱在钻井过程中,钻杆发生偏心并与井壁产生机械摩擦,机械摩擦转化为热能是环空钻井液的热源之一。在一般钻进过程中,通常采用旋转钻进和滑动这两种钻进方式。两种钻进方式的技术原理具有明显区别,其产生的摩擦热源项计算也不同。

针对旋转钻进时钻杆与井壁之间的机械摩擦生热可用 Kumar 公式<sup>[21]</sup>计算,表达式为

$$S_{amL} = T_{pipe} \omega \quad (23)$$

$$T_{pipe} = C_m \frac{d_{po}}{2} \left[ 1 - \frac{\rho_a (d_{ai}^2 - d_{po}^2) - \rho_a d_{pi}^2}{\rho_{pipe} (d_{ai}^2 - d_{po}^2 - d_{pi}^2)} \right] \times w_{pipe} \Delta L \sin \theta \quad (24)$$

式中: $S_{amL}$ 为机械摩擦生热源项, W/m;  $T_{pipe}$ 为钻杆扭矩, kN/m;  $C_m$ 为机械摩擦因数,套管内为 0.26,裸眼内为 0.4;  $w_{pipe}$ 为空气中单位长度钻杆重量, kN/m;  $\Delta L$ 为钻杆长度, m。

## 4) 钻头破碎地层生热源项

岩体破碎过程实质上是一种内能耗散现象,钻头破碎地层生热源项<sup>[22]</sup>为

$$S_{bit} = \frac{1}{J} (1 - \eta) (\text{WOB} \cdot \text{ROP} + 2\pi\omega T_{bit}) \quad (25)$$

式(25)中: $J$ 为焦耳常数,与所做的功和发热有关; $\eta$ 为钻头效率,取 0.15; WOB 为钻压, kN; ROP 为钻速, m/s;  $T_{bit}$ 为钻头上的扭矩, kN/m。

## 1.4 边界条件及初始条件

## 1.4.1 边界条件

(1) 钻杆入口温度。进入钻杆的钻井液温度始终保持不变,即

$$T_{p,0}^0 = T_{p,0}^1 = T_{p,0}^2 = \dots = T_{p,0}^n = T_{p,0} \quad (26)$$

式(26)中: $T_{p,0}^0, T_{p,0}^1, T_{p,0}^2, \dots, T_{p,0}^n$ 为任意时间步长钻杆的入口温度, °C;  $T_{p,0}$ 为钻杆入口温度, °C。

(2) 环空出口压力。由于环空出口与大气直接接触,其出口压力始终为大气压,即

$$p_{a,0}^0 = p_{a,0}^1 = p_{a,0}^2 = \dots = p_{a,0}^n = p_{a,0} \quad (27)$$

式(27)中: $p_{a,0}^0, p_{a,0}^1, p_{a,0}^2, \dots, p_{a,0}^n$ 为任意时间步长钻杆的入口压力, Pa;  $p_{a,0}$ 为钻杆入口压力, Pa。

(3) 井底温度和井底压力。钻杆内钻井液的温度和压力与环空钻井液的温度和压力相同,即

$$\begin{cases} T_{p,L}^0 = T_{a,L}^0, T_{p,L}^1 = T_{a,L}^1, T_{p,L}^2 = T_{a,L}^2, \dots, T_{p,L}^n = T_{a,L}^n \\ p_{p,L}^0 = p_{a,L}^0, p_{p,L}^1 = p_{a,L}^1, p_{p,L}^2 = p_{a,L}^2, \dots, p_{p,L}^n = p_{a,L}^n \end{cases} \quad (28)$$

式(28)中: $T_{p,L}^0, T_{p,L}^1, T_{p,L}^2, \dots, T_{p,L}^n$ 为钻井液在井底的钻杆内温度, °C;  $T_{a,L}^0, T_{a,L}^1, T_{a,L}^2, \dots, T_{a,L}^n$ 为钻井液在井底的环空内压力, Pa;  $p_{p,L}^0, p_{p,L}^1, p_{p,L}^2, \dots, p_{p,L}^n$ 为钻井液在井底的钻杆内温度, °C;  $p_{a,L}^0, p_{a,L}^1, p_{a,L}^2, \dots, p_{a,L}^n$ 为钻井液在井底的环空内压力, Pa。

(4) 流量分配关系。根据质量守恒定律,泵入井筒的钻井液流量应与钻井液出口流量一致,等于分流工具分流流量与小环空钻井液流量,即

$$q_{mp1} = q_{ma1} = q_{mp2} + q_{mf} = q_{ma2} + q_{mf} \quad (29)$$

式(29)中: $q_{mp1}$ 为泵入钻杆的钻井液总流量, L/s;  $q_{ma1}$ 为环空出口的钻井液总流量, L/s;  $q_{mp2}$ 为经过分流工具继续沿钻杆向下的钻井液流量, L/s;  $q_{ma2}$ 为经过分流工具后由钻头喷嘴喷出的钻井液流量, L/s;  $q_{mf}$ 为经过分流工具进入到环空中的钻井液流量, L/s。

## 1.4.2 初始条件

钻井开始时井筒内的温度和压力分布称为初始条件。因此,地层温度可作为初始井筒温度,而

静液柱压力可作为初始井筒压力, 即

$$\begin{cases} T_{p,i}^0 = T_{a,i}^0 = T_{g,i}^0 \\ p_{p,i}^0 = p_{a,i}^0 = \rho_p g H_i \end{cases} \quad (30)$$

式(30)中:  $T_{g,i}^0$  为任意位置的初始地层温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $\rho_p$  为钻杆内钻井液密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $H_i$  为任意位置的深度,  $\text{m}$ 。

## 2 模型求解与验证

### 2.1 模型求解

#### 2.1.1 生成离散网格

对井深为  $H$  的水平井进行分割, 按照长度  $\Delta z$  分成  $i$  个微元体 ( $z$  方向与井筒轴线一致), 可对井筒划分为  $i$  个网格, 如图 2 所示。网格的数量可由式(31)确定, 表达式为

$$i = \frac{H}{\Delta z} \quad (31)$$

式(31)中:  $H$  为水平井井深,  $\text{m}$ ;  $\Delta z$  为沿井深的空间步长,  $\text{m}$ 。

根据数值求解的稳定性要求划定时间步长  $\Delta t$ , 迭代  $n$  步, 即

$$n = \frac{t_n}{\Delta t} \quad (32)$$

式(32)中:  $t_n$  为总迭代时间,  $\text{s}$ ;  $\Delta t$  为时间步长,  $\text{s}$ 。

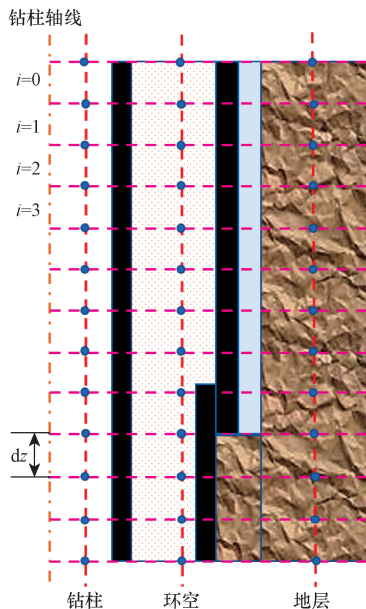


图 2 构建离散网格

Fig. 2 Construction of discrete grid

#### 2.1.2 构建离散方程

耦合了压力、温度及钻井液物性参数, 利用控制容积法对深井大差异环空钻井井筒流动模型进行数值求解。

(1) 钻杆内流体温度分布。

$$\begin{aligned} & \left[ \frac{\pi d_{pi}^2 (\rho c_p)^{n+1}}{4 \Delta t} + \frac{1}{R_{1L}} - \frac{q_{mp} c_{p,i}^{n+1}}{\Delta l} \right] T_{p,i}^{n+1} - \\ & \frac{\pi d_{pi}^2 (\rho c_p)^n}{4 \Delta t} T_{p,i}^n - \frac{1}{R_{1L}} T_{a,i}^{n+1} + \frac{q_{mp} c_{p,i-1}^{n+1}}{\Delta l} T_{p,i-1}^{n+1} = S_{pL}^{n+1} \end{aligned} \quad (33)$$

(2) 环空内流体温度分布。

$$\begin{aligned} & \left[ \frac{\pi (d_{ai}^2 - d_{po}^2) (\rho c_p)^{n+1}}{4 \Delta t} + \frac{1}{R_{1L}} + \frac{1}{R_{2L}} - \frac{q_{ma} c_{a,i}^{n+1}}{\Delta l} \right] T_{a,i}^{n+1} - \\ & \frac{\pi (d_{ai}^2 - d_{po}^2) (\rho c_p)^n}{4 \Delta t} T_{a,i}^n - \frac{1}{R_{1L}} T_{p,i}^{n+1} + \\ & \frac{q_{ma} c_{a,i-1}^{n+1}}{\Delta l} T_{a,i-1}^{n+1} = S_{aL}^{n+1} + \frac{T_{g,i}^{n+1}}{R_{2L}} \end{aligned} \quad (34)$$

(3) 钻杆内流体压力分布。

$$\begin{aligned} & \frac{p_{p,i+1} - p_{p,i}}{\Delta l} = \rho_{p,i+1} g \cos \theta - \\ & (f_{p,i+1} + \zeta_{p,i+1}) \frac{\rho_{p,i+1} v_{p,i+1}^2}{2 d_{pi}} \end{aligned} \quad (35)$$

(4) 环空内流体压力分布。

$$\begin{aligned} & \frac{p_{a,i+1} - p_{a,i}}{\Delta l} = \rho_{a,i+1} g \cos \theta - \\ & (f_{a,i+1} + \zeta_{a,i+1}) \frac{\rho_{a,i+1} v_{a,i+1}^2}{2 (d_{ai} - d_{po})} \end{aligned} \quad (36)$$

#### 2.1.3 模型求解流程

其计算流程如图 3 所示, 计算步骤如下。

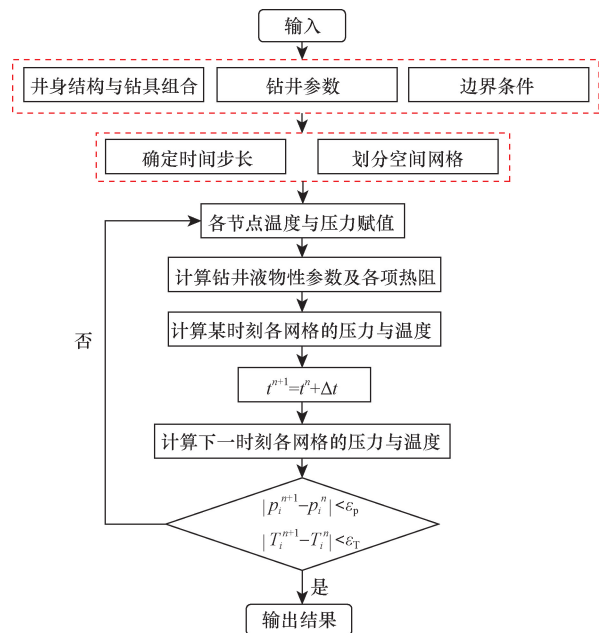


图 3 计算流程

Fig. 3 Calculation flowchart

(1) 输入井身结构、钻具组合、钻井参数及边界条件。

(2) 确定网格尺寸及时间步长。

(3) 假设温度及压力的初始分布。

(4) 利用物性参数定量描述模型确定初始时刻各网格的物性参数并求出各项热阻。

(5) 计算各网格新时刻的温度与压力分布, 此温度作为下一步的初始条件。

(6) 重复步骤(3)~步骤(5), 直至收敛或计算至要求时间为止。

## 2.2 模型验证

ZS102 井是典型的大差异环空深井, 全长 6 309 m。在该井钻探作业完成后, 现场开展了泵冲实验, 测试了 5 种不同工况下立压、套压、环空循环摩阻等数据。利用 ZS102 井的实验数据验证上述模型。

### 2.2.1 基本情况

ZS102 井的井身结构参数如表 2 所示, 其为典型的大差异环空井身结构。

开采用的钻具组合为:  $\Phi 149.2$  mm 牙轮钻头 + 旋转导向工具 + 双母接头  $\Phi 127$  mm + 压力计  $\Phi 127$  mm +  $311 \times$  HT38 接头 + HT38 公  $\times 310$  转换接头 + 扶正器 +  $\Phi 127$  mm 随钻震击器  $\times 1$  个 +  $\Phi 101.6$  mm 加重钻杆  $\times 75.75$  m +  $\Phi 127$  mm 钻杆  $\times 3 314.4$  m +  $\Phi 101.6$  mm  $\times 2 702.38$  m。

当钻进至第五开次(即 5 992 m 处)时, 开始采用不回接尾管的方式继续钻进, 此时在井筒 3 356 m 位置出现大差异环空井身结构: 上部大环空尺寸为 219.07 mm, 下部小尺寸环空尺寸为 151.26 mm, 大小环空尺寸相差 67.81 mm。

ZS102 井钻头在 6 281.14 m 处的泵冲实验结果如表 3 所示。

此外, 测得入口温度为 48  $^{\circ}\text{C}$ , 出口温度为 53  $^{\circ}\text{C}$ 。

表 2 井身结构数据表

序号	名称	外径/mm	内径/mm	井段/m	说明
1	套管	257.00	219.86	0 ~ 1 661	大尺寸环空
2	套管	250.83	219.07	1 661 ~ 3 356	
3	套管	179.40	151.26	3 356 ~ 5 056	
4	套管	177.80	152.50	5 056 ~ 5 992	小尺寸环空
5	裸眼	149.20	149.20	5 992 ~ 6 309	

表 3 泵冲实验结果

工况	环空压耗/ MPa	温度/ $^{\circ}\text{C}$	立压/ MPa	实测套压/ MPa	入口流量/ ( $\text{L}\cdot\text{s}^{-1}$ )
1	2.71	143.02	6.71	0.12	8.01
2	3.84	142.98	10.41	0.14	10.67
3	5.03	142.90	14.28	0.15	13.33
4	6.27	142.80	18.32	0.18	15.98
5	7.59	142.54	22.77	0.20	18.61

### 2.2.2 计算数据与实测数据对比

基于所构建的模型, 结合 ZS102 井的具体井身结构、钻具组合配置、实验期间的钻井参数以及钻井液的性能特性, 选取套压与入口温度作为评估指标, 并以第 3 种工况(入口流量 13.33  $\text{L}/\text{s}$ )为例, 计算得到全井筒温度压力剖面如图 4 所示。

特别的, 计算的立压为 14.20 MPa, 实测为 14.28 MPa; 计算的出口温度为 51.72  $^{\circ}\text{C}$ , 实测为 53  $^{\circ}\text{C}$ ; 计算的环空循环压耗为 4.95 MPa, 实测为 5.02 MPa, 实测数据和计算数据基本吻合。

各种工况下计算的环空循环压耗及实测的环空循环对比情况如图 5 及图 6 所示。

从图 5 及图 6 可知, 在相同工况条件下, 实测立压、环空循环压耗误差均在本文模型计算值的 10% 以内。

因此, 本文模型具有足够的精度对井筒的压力和温度剖面进行预测, 为压力剖面调节工具的设计提供了理论基础。

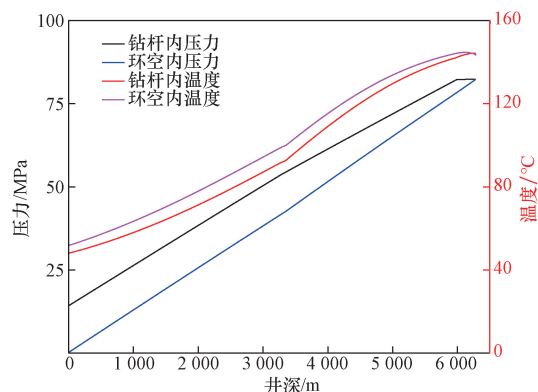


图 4 模型计算 ZS102 井压力及温度剖面  
(以流量 13.33  $\text{L}/\text{s}$  工况为例)

Fig. 4 Calculated pressure and temperature profiles of ZS102 well based on the model (taking a flow rate of 13.33  $\text{L}/\text{s}$  as an example)

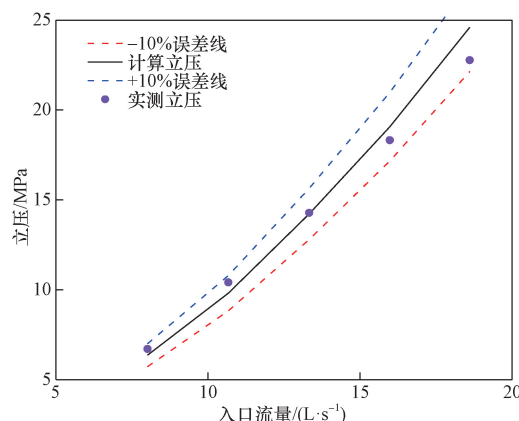


图 5 计算立压与实测立压对比

Fig. 5 Comparison of calculated standpipe pressure and measured standpipe pressure

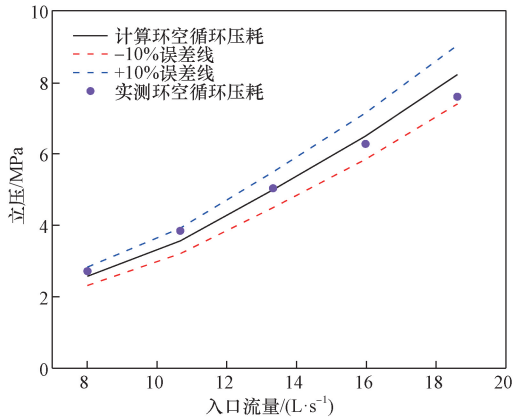


图6 计算循环压耗与实测循环压耗对比

Fig. 6 Comparison of calculated circulating pressure loss and measured circulating pressure loss

### 3 模型应用

#### 3.1 环空钻井液流量分配方案

临界携岩流量是指钻井液将岩屑顺利携带出的最小环空钻井液流量,用 $Q_{\min}$ 表示。工程中,当岩屑的输送比大于或等于0.5就可以算出钻井液安全钻井的最小携岩流量,能满足基本的井眼净化要求,即

$$R_t = 1 - \frac{V_s}{V} \geq 0.5 \quad (37)$$

式(37)中: $R_t$ 为岩屑的输送比; $V_s$ 为岩屑沉降速度, m/s; $V$ 为环空返速, m/s。

首先明确环空的钻井液是何流态,如果岩屑颗粒周围钻井液的流态不同,岩屑颗粒的沉降速度与不同,通常会使用岩屑颗粒的雷诺数 $Re$ 来判别钻井液的流态。

$$Re = \frac{100\rho_1 V_s d_s}{\eta} \quad (38)$$

所以,在不同的钻井液流态的情况下,岩屑沉降速度为

$$V_s = \begin{cases} \frac{326800d_s^2(\rho_s - \rho_1)}{\eta}, & Re \leq 3 \\ \frac{7.13d_s(\rho_s - \rho_1)^{0.667}}{(\rho_1\eta)^{0.333}}, & 3 < Re < 300 \\ \frac{2.95\sqrt{d_s(\rho_s - \rho_1)}}{(\rho_1)^{0.5}}, & Re \geq 300 \end{cases} \quad (39)$$

式中: $\rho_1$ 为钻井液密度, g/cm<sup>3</sup>; $V_s$ 为沉降速度, m/s; $d_s$ 为岩屑尺寸直径, m; $\eta$ 为钻井液有效黏度, mPa·s; $\rho_s$ 为岩屑颗粒密度, g/cm<sup>3</sup>。

要满足井眼清洁,临界环空返速 $V_{\min}$ 要满足条件为

$$\begin{cases} V \geq 2V_s \\ V_{\min} = 2V_s \end{cases} \quad (40)$$

临界携岩流量 $Q_{\min}$ 则为

$$Q_{\min} = AV_{\min} \quad (41)$$

式中: $V_{\min}$ 为临界环空返速, m/s; $Q_{\min}$ 为临界携岩流量, L/s; $A$ 为环空当量面积, m<sup>2</sup>。

据钻井资料, ZS102 井的岩屑平均直径为 8 mm, 如图 7 所示, 大环空临界携岩流量为 12 L/s, 小环空临界携岩流量为 4 L/s。

在实际钻井工程中,环空中的钻井液流速不是处处相等,因为壁面的无滑移边界条件,靠近钻杆和井壁的钻井液流速较小,处于环空中心位置的钻井液流速较大。因此,导致靠近固体壁面的钻井液流速因达不到其对应的临界环空返速而影响了钻井液的携岩效率。

在此定义超过临界携岩流速的区域占总环空区域的比为0.8时所对应的环空流速为最佳携岩流速。则最佳携岩流量为临界携岩流量的 $R$ 倍,定义其为最佳携岩系数,如式(42)所示。

$$Q_{\text{opte}} = RQ_{\min} = RAV_{\min} \quad (42)$$

当大小环空的临界携岩流量 $Q_{\min}$ 不变时,可以用 $R$ 来表示不同的钻井液流量,得到 $R$ 与有效携岩区域比之间的关系,结果如图8所示。

根据 ZS102 井的井身结构参数,对大小环空不同流量的携岩情况进行模拟,结果如表4所示。

根据图8及表4,综合所有计算结果,无论大环空还是小环空,其最佳携岩系数均为1.4,则对于 ZS102 井,对于上部大尺寸环空的最佳携岩流量应为 17 L/s,下部小尺寸环空的最佳携岩流量应为 6 L/s。定义从压力剖面调节工具的分流量 $Q_f$ 与总流量 $Q$ 的比值为分流系数 $q$ ,即

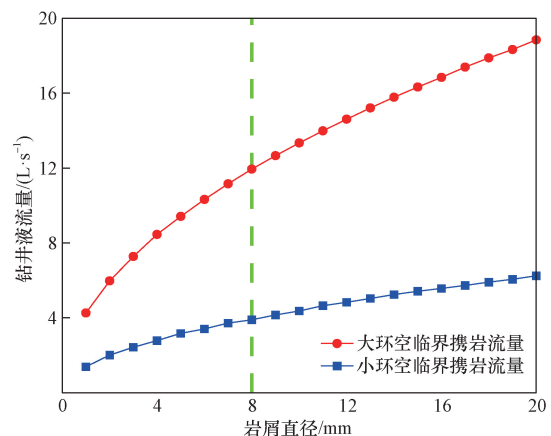


图7 ZS102 井岩屑直径与临界携岩流量的关系

Fig. 7 Relationship between cuttings diameter and critical cuttings transport flow rate in ZS102 well

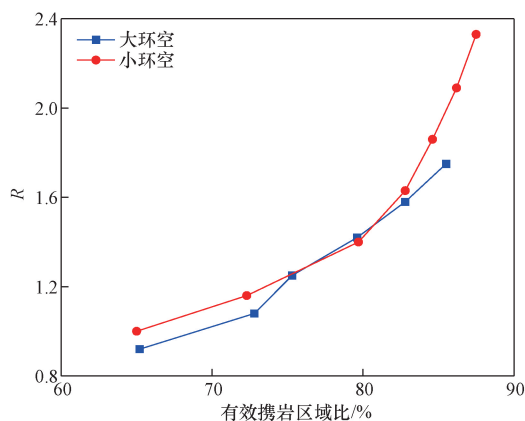


图8 ZS102井有效携岩区域比与R的关系

Fig. 8 Relationship between the effective rock-carrying area ratio and R value of Well ZS102

表4 大小环空携岩模拟情况

Table 4 Simulation results of cuttings transport in large and small annulus

工况	模拟对象	排量/ (L·s <sup>-1</sup> )	平均流速/ (m·s <sup>-1</sup> )	最大流速/ (m·s <sup>-1</sup> )	有效携岩 区域比/%	备注
1	大环空	11	0.435	0.566	65.2	—
2	大环空	13	0.514	0.683	72.8	—
3	大环空	15	0.593	0.788	75.3	临界
4	大环空	17	0.672	0.973	79.6	最佳
5	大环空	19	0.751	0.996	82.8	—
6	大环空	21	0.830	1.090	85.5	—
7	小环空	4.3	0.432	0.524	65.0	临界
8	小环空	5	0.492	0.656	72.3	—
9	小环空	6	0.590	0.787	79.7	最佳
10	小环空	7	0.688	0.918	82.8	—
11	小环空	8	0.787	1.049	84.6	—
12	小环空	9	0.885	1.281	86.2	—
13	小环空	10	0.984	1.311	87.5	—

$$q = \frac{Q_f}{Q} \quad (43)$$

因此,ZS102井的分流系数应设计为11/17。

### 3.2 分流前后压力与温度剖面对比

在ZS102井喇叭口处(即大小环空交界处)安装分流工具,进行钻井液分流,具体情况如表5所示。

安装分流工具后,全井筒压力与温度分布与未安装前的全井筒压力与温度对比分别如图9及图10所示。

表5 分流参数值

Table 5 Diversion parameters values

序号	计算参数	参数值
1	安装位置(下深)	3 360 m
2	流量	17 L/s
3	向下分流量	6 L/s
4	分流系数	11/17

由图9可知,安装分流工具对井筒压力分布的影响很大,下部井段通过分流后,循环流量减小,循环摩阻减小,导致井底压力、循环压耗和泵压均降低。其中,井底压力从85.08 MPa降至80.30 MPa,降低约5 MPa,对防漏治漏有显著效果;而环空压耗从7.16 MPa降至2.40 MPa,泵压从20.97 MPa大幅降至7.22 MPa,降低约13 MPa,在满足携岩要求的前提下,使用分流工具可以起到显著节省泵压的效果。

相比之下,安装分流工具对井筒温度分布的影响较小。如图10所示,井底温度在安装前后分别为139.6℃与141.2℃,环空返出温度保持在34.0℃。虽然下部井段通过分流后,循环流量减小,摩阻生热量减小,但是钻井液携带热量的能力降低了,因此井底温度略有增加。

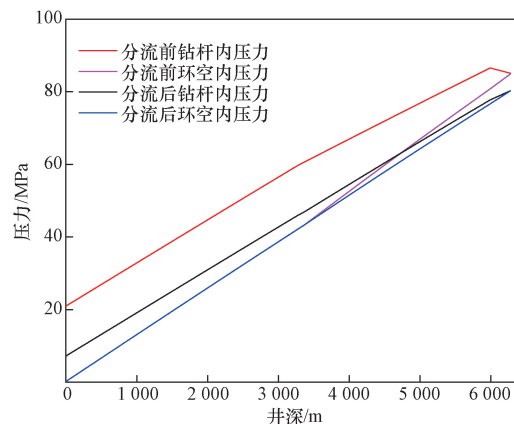


图9 分流工具分流前后井筒压力

Fig. 9 Wellbore pressure before and after diversion by the diversion tool

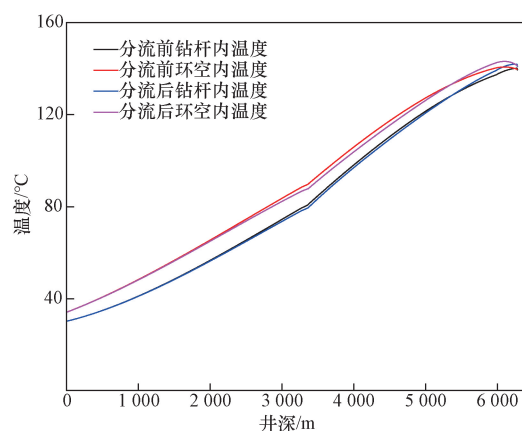


图10 分流工具分流前后井筒温度

Fig. 10 Wellbore temperature before and after flow diversion by the diversion tool

## 4 结论

(1) 综合考虑深井、超深井高温高压下钻井液

的流变性和钻井液流量的改变,建立了基于分流工具的井筒流动数学模型。以 ZS102 井为例,验证了本文模型的准确性,与现场数据误差在 10% 以内。

(2) 基于临界携岩理论,考虑了环空中钻井液流速的特性,提出了最佳携岩流量。以 ZS102 井为例,计算了最佳携岩流量,提出了 ZS102 井分流工具流量优化分配方案为:总循环排量 17 L/s,向下分流量为 6 L/s,从分流工具的分流量为 11 L/s。

(3) 在满足携岩要求的前提下,使用分流工具对全井筒温度影响不大,但可将井底压力从 85.08 MPa 降至 80.30 MPa,将泵压从 20.91 MPa 大幅降至 7.22 MPa,可起到防漏治漏、节省泵压的作用。

依据所建基于分流工具的井筒流动数学模型,可建立任意深井、超深井井筒流量分配优化方案。实现各种工况下流量分配方案的关键在于分流工具的结构设计与优化,这是分流工具未来研究的方向。

### 参 考 文 献

- [1] 谢武仁,文龙,汪泽成,等. 四川盆地深层-超深层碳酸盐岩油气成藏条件与勘探潜力[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(5): 61-76.  
Xie Wuren, Wen Long, Wang Zecheng, et al. The conditions and exploration potential of oil and gas reservoirs in deep and ultra deep carbonate rocks in the Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(5): 61-76.
- [2] 张永金,张鸥,胡自胜. 尾管固井后回接套管插入困难的分析及对策[J]. 科技与创新, 2023(16): 36-38.  
Zhang Yongjin, Zhang Ou, Hu Zisheng. Analysis and countermeasures of difficulty in inserting back connecting casing after tail pipe cementing [J]. Science and Innovation, 2023(16): 36-38.
- [3] 孔祥伟,何龙,林元华,等. 钻柱中分流器的工作原理及水力分析[J]. 石油矿场机械, 2015, 44(2): 1-5.  
Kong Xiangwei, He Long, Lin Yuanhua, et al. The working principle and hydraulic analysis of the splitter in the drill string [J]. Petroleum Mining Machinery, 2015, 44(2): 1-5.
- [4] Xu B, Kabir C S, Hasan A R. Nonisothermal reservoir/wellbore flow modeling in gas reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 57: 89-99.
- [5] 张瑞焜,赵庆,刘伟,等. 高压盐水层控压钻井井筒压力计算方法研究与实践[C]//中国材料大会. 厦门: 中国材料研究学会, 2021: 90-100.  
Zhang Ruisong, Zhao Qing, Liu Wei, et al. Research and practice on calculation method of wellbore pressure in high pressure saltwater controlled drilling[C]//China Materials Conference. Xiamen: Chinese Society for Materials Research, 2021: 90-100.
- [6] 郑友志,辜涛,舒刚,等. 高温定向井井筒瞬态温度计算模型及其应用[J]. 天然气工业, 2021, 41(3): 119-126.  
Zheng Youzhi, Gu Tao, Shu Gang, et al. Transient temperature calculation model and application of high-temperature directional wellbore[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(3): 119-126.
- [7] 王刚,刘刚,张悦,等. 深水大尺寸井眼钻进钻井液双循环携

岩方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2022, 46(2): 113-120.

Wang Gang, Liu Gang, Zhang Yue, et al. Double circulation rock carrying method of drilling fluid for deepwater large-sized wellbore drilling [J]. Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition), 2022, 46(2): 113-120.

- [8] 邓虎,唐贵,张林. 超深井高温高压井筒复杂流动压力演变规律研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2023, 45(4): 111-120.  
Deng Hu, Tang Gui, Zhang Lin. Study on the evolution law of complex flow pressure in ultra deep wells with high temperature and high pressure [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition), 2023, 45(4): 111-120.
- [9] 张锐尧,宋亚港. CML 双梯度钻井井筒温压场与泥浆帽优化[J]. 世界石油工业, 2023, 30(5): 55-61.  
Zhang Ruiyao, Song Yagang. CML dual gradient drilling wellbore temperature and pressure field and mud cap optimization [J]. World Petroleum Industry, 2023, 30(5): 55-61.
- [10] Chen X, He M, Xu M B, et al. Fully transient coupled prediction model of wellbore temperature and pressure for multi-phase flow during underbalanced drilling[J]. Geenergy Science and Engineering, 2023, 223: 211540.
- [11] 柳贡慧,杨宏伟,李军,等. 考虑分段流变模式的深井井筒压力精确预测模型[J]. 钻采工艺, 2024, 47(2): 42-50.  
Liu Gonghui, Yang Hongwei, Li Jun, et al. Accurate prediction model for deep wellbore pressure considering segmented rheological mode [J]. Drilling and Production Technology, 2024, 47(2): 42-50.
- [12] 刘平江,和建勇,张晔,等. 高温深井温压耦合下流体性质对井筒压力的影响特性[J]. 钻井液与完井液, 2024, 41(3): 288-295.  
Liu Pingjiang, He Jianyong, Zhang Ye, et al. The influence characteristics of fluid properties on wellbore pressure under high-temperature deep well temperature pressure coupling [J]. Drilling and Completion Fluids, 2024, 41(3): 288-295.
- [13] 欧彪,董波,严焱诚,等. 深层碳酸盐岩地层长水平段钻井井筒温度分布模型研究[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(3): 1008-1016.  
Ou Biao, Dong Bo, Yan Yancheng, et al. Study on temperature distribution model of drilling wells in long horizontal sections of deep carbonate formations [J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(3): 1008-1016.
- [14] 杨雪山,鄢捷年,马鹏程,等. 油基钻井液在高温高压下的密度预测新模型[J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(4): 5-8, 87.  
Yang Xueshan, Yan Jienian, Ma Pengcheng, et al. A new density prediction model for oil-based drilling fluids under high temperature and high pressure [J]. Drilling and Completion Fluids, 2012, 29(4): 5-8, 87.
- [15] 潘宜党,于培志. 密度对油基钻井液性能的影响[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(3): 273-279.  
Pan Yidang, Yu Peizhi. The influence of density on the performance of oil-based drilling fluids [J]. Drilling and Completion Fluids, 2019, 36(3): 273-279.
- [16] 唐明月. 油基钻井液在高温高压下的密度预测——基于自适应极限学习机模型[J]. 新疆石油天然气, 2019, 15(2): 40-43, 3.

- Tang Mingyue. Density prediction of oil-based drilling fluid under high temperature and high pressure-based on adaptive limit learning machine model [J]. Xinjiang Petroleum and Natural Gas, 2019, 15(2): 40-43, 3.
- [17] 杨兰平,李志强,聂强勇,等. 温度、压力对油基钻井液密度的影响规律及数学模型[J]. 钻井液与完井液, 2022, 39(2): 151-157.
- Yang Lanping, Li Zhiqiang, Nie Qiangyong, et al. The influence law and mathematical model of temperature and pressure on the density of oil based drilling fluid [J]. Drilling and Completion Fluids, 2022, 39(2): 151-157.
- [18] 蔡纯. 超深井钻井井筒-裂缝耦合流动模型研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2024.
- Cai Chun. Research on coupled flow model of wellbore fracture in ultra deep drilling [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2024.
- [19] 文乾彬,梁大川,任茂,等. 钻井液导热系数室内研究[J]. 石油钻探技术, 2008(1): 30-32.
- Wen Qianbin, Liang Dachuan, Ren Mao, et al. Indoor study on thermal conductivity of drilling fluid [J]. Petroleum Drilling Technology, 2008(1): 30-32.
- [20] Xiao D, Hu Y F, Meng Y F, et al. Research on wellbore temperature control and heat extraction methods during high-temperature well drilling process [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021 (29): 109814.
- [21] Kumar A, Samuel R. Analytical model to predict the effect of pipefriction on downhole fluid temperatures [J]. SPE Drilling & Completion, 2013, 28: 270-277.
- [22] Chang X, Zhou J, Guo Y T, et al. Heat transfer behaviors in horizontal wells considering the effects of drill pipe rotation, and hydraulic and mechanical frictions during drilling procedures [J]. Energies, 2018, 11(9): 1-28.