

# 控压固井分段降密度环节井筒温压场预测模型研究

刘金璐<sup>1,2,3,4,5</sup>, 李军<sup>2\*</sup>, 柳贡慧<sup>2</sup>, 李宁<sup>1</sup>, 张权<sup>1</sup>, 周宝<sup>1</sup>, 孙红宇<sup>1,2</sup>

1 中国石油塔里木油田公司, 库尔勒 841000

2 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

3 中国石油天然气集团有限公司超深层复杂油气藏勘探开发技术研发中心, 库尔勒 841000

4 新疆维吾尔自治区超深层复杂油气藏勘探开发工程研究中心, 库尔勒 841000

5 新疆超深油气重点实验室, 库尔勒 841000

\* 通信作者, lijun446@vip.163.com

收稿日期: 2024-07-17; 修回日期: 2024-11-30

国家自然科学基金重大科研仪器研制项目“钻井复杂工况井下实时智能识别系统研制”(52227804)、国家自然科学基金联合基金项目“特深井复杂温压场测量与井筒压力剖面控制基础研究”(U22B2072)和中国石油天然气集团有限公司科技项目“海相碳酸盐岩油气规模增储上产与勘探开发技术研究”(2023ZZ16)联合资助

**摘要** 控压降密度是控压固井技术的关键环节, 该环节对保证固井施工安全具有重要意义。控压降密度工艺可分为一次降密度工艺和分段降密度工艺, 在现场应用中, 分段降密度工艺的适用性更强、需求量更高, 因此如何精确预测分段降密度过程中的井筒压力场成为了该技术的关键。结合“先下后降、再下再降”的分段降密度工序, 采用拉格朗日法推导了环空浆柱结构描述方程。开展了高温(220 °C)、高压(180 MPa)钻井液流变性实验, 研究发现: 当温度小于 140 °C 时, 温度对流变性影响显著; 当温度大于 140 °C 时, 温度对流变性影响较小。对此, 考虑温度、压力和流变性的相互影响, 建立了分段降密度全过程井筒温压场预测模型。利用实测井口压力对模型进行了验证, 最大相对误差小于 3.6%。与传统模型相比, 本文模型弥补了其工艺适用性的不足, 且预测精度更高。基于 X 井数据对两种分段降密度工艺的关键参数进行了预测, 结果表明: 环空流体类型分布受初始浆柱结构、排量等因素的综合影响, 三次降密度作业所需的时间分别为 5.24 h、5.12 h、4.78 h; 井筒温度场受工况影响明显, 不同工况相同位置处的环空温度最大相差 35.1 °C; 三次降密度工艺所需时间多 1.42 h, 但在第一次降密度过程中井底压力较低, 不易压漏地层; 利用本文模型设计的井口回压, 可以保证井底压力处于安全范围内。研究结果可为控压固井分段降密度环节井筒压力的准确预测及精细控制提供理论支撑。

**关键词** 控压固井; 分段降密度环节; 钻井液流变性; 井筒温度; 井筒压力

**中图分类号**: TE256; TP18

## Predictive modeling of wellbore pressure during the managed pressure cementing segmented density reduction step

LIU Jinlu<sup>1,2,3,4,5</sup>, LI Jun<sup>2</sup>, LIU Gonghui<sup>2</sup>, LI Ning<sup>1</sup>, ZHANG Quan<sup>1</sup>, ZHOU Bao<sup>1</sup>, SUN Hongyu<sup>1,2</sup>

1 Petrochina Tarim Oilfield company, Korla 841000, China

引用格式: 刘金璐, 李军, 柳贡慧, 李宁, 张权, 周宝, 孙红宇. 控压固井分段降密度环节井筒温压场预测模型研究. 石油科学通报, 2025, 10(01): 107-119

LIU Jinlu, LI Jun, LIU Gonghui, LI Ning, ZHANG Quan, ZHOU Bao, SUN Hongyu. Predictive modeling of wellbore pressure during the managed pressure cementing segmented density reduction step. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(01): 107-119. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.004

2 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 R&D Center for Ultra Deep Complex Reservoir Exploration and Development, CNPC, Korla 841000, China

4 Engineering Research Center for Ultra-deep Complex Reservoir Exploration and Development, Xinjiang Uygur Autonomous Region, Korla 841000, China

5 Xinjiang Key Laboratory of Ultra-deep Oil and Gas, Korla 841000, China

Received: 2024-07-17; Revised: 2024-11-30

**Abstract** Managed pressure density reduction is the key step of managed pressure cementing (MPC) technology, which is of great significance to ensure the safety of cementing construction. Managed pressure density reduction process can be divided into primary density reduction process and segmental density reduction process. In the field application, the segmental density reduction process is more applicable and in higher demand, so how to accurately predict the pressure field of the wellbore in the process of segmental density reduction has become the key of this technology. Combined with the segmented density reduction process which is “first down, then down, then down again”, the Lagrangian method was used to deduce the descriptive equation for the structure of the annular slurry column. Experiments on the rheology of drilling fluid at high temperature (220 °C) and high pressure (180 MPa) were carried out. It was found that when the temperature was less than 140 °C, the temperature had a significant effect on the rheology; when the temperature was greater than 140 °C, the temperature had a smaller effect on the rheology. In this regard, considering the mutual influence of temperature, pressure and rheology, a prediction model of temperature and pressure field in the wellbore during the whole process of segmented density reduction was established. The model was validated using the measured wellhead pressure, and the maximum relative error was less than 3.6%. Compared with the traditional model, the model in this paper makes up for the lack of its process applicability and has higher prediction accuracy. Based on the well X data, the key parameters of the two segmented density reduction processes are predicted, and the results show that: the distribution of fluid type in the annulus is affected by the initial slurry column structure, displacement and other factors, and the time required for the three density reduction operations is 5.24 h, 5.12 h and 4.78 h, respectively; the wellbore temperature field is significantly affected by the working conditions, and the maximal difference in the annulus temperature at the same location under different working conditions is 35.1 °C; the time required for the three density reduction processes is more 1.42 h, but in the first density reduction process, the bottomhole pressure is lower, so it is not easy to leak the formation; using the model in this paper to design the wellhead back pressure, the bottom hole pressure can be guaranteed within the safe range. The results of the study can provide theoretical support for accurate prediction and fine control of wellbore pressure during the MPC segmental density reduction stage.

**Keywords** managed pressure cementing(MPC); segmented density reduction step; drilling fluid rheology; wellbore temperature; wellbore pressure

**DOI:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.004

## 0 引言

控压固井是基于控压钻井<sup>[1-2]</sup>的一种新技术,目前已先后应用于各大油田<sup>[3-9]</sup>。塔里木盆地的富满油田<sup>[10]</sup>兼顾压稳和防漏固井难题,采用控压固井技术将固井质量平均合格率提高了 28%。准噶尔盆地的天 X 井<sup>[11]</sup>通过降密度换排量的方式达到紊流顶替,提高了固井顶替效率。四川盆地的川渝油气田<sup>[12]</sup>通过在套管下入期间四次分段处理井筒钻井液,解决了复杂超深井固井质量无法保障、合格率低下的安全隐患问题。B.Soto 等<sup>[13]</sup>在控压注水泥前应用了三次控压降密度工艺,成功实现了秘鲁油田一口井的高排量固井作业,该井地层密度窗口仅 0.02 g/cm<sup>3</sup>。随着控压固井技术的推广,该技术不仅可以解决超深井窄安全密度窗口地层的溢漏难题,也可以有效提高固井质量<sup>[14-16]</sup>。

控压固井技术包括控压降密度、控压下套管、控压注替和憋压候凝 4 个环节<sup>[17-19]</sup>。其中,控压降密度是控压固井技术的关键环节,该环节对保证固井施工安全具有重要意义。控压降密度工艺可分为一次降密度工艺和分段降密度工艺,石蕊等<sup>[20]</sup>分析了这两种方法的优缺点。一次降密度的优点是操作简单,计算量小;缺点是下送尾管及循环期间的井漏风险较高。分段降密度的优点是井漏风险低;缺点是操作复杂,计算量大,需准确预测不同阶段的井筒压力,目前尚缺乏相关的理论研究<sup>[21-23]</sup>。而在现场应用中,分段降密度工艺的适用性更强、需求量更高,因此如何精确预测分段降密度过程中的井筒压力场将成为该技术的关键<sup>[24]</sup>。

对此,笔者首先结合控压固井分段降密度工序,采用拉格朗日法推导了环空浆柱结构描述方程。随后,

考虑温度、压力和流变性的相互影响，建立了降密度全过程井筒温压场预测模型，并进行了模型验证和模型对比。最后，基于X井数据对两种降密度工艺的关键参数进行了预测及规律分析。

### 1 控压固井分段降密度工序

根据循环次数的不同，分段降密度可分为两次降密度、三次降密度等。图1所示为降密度工艺选择流

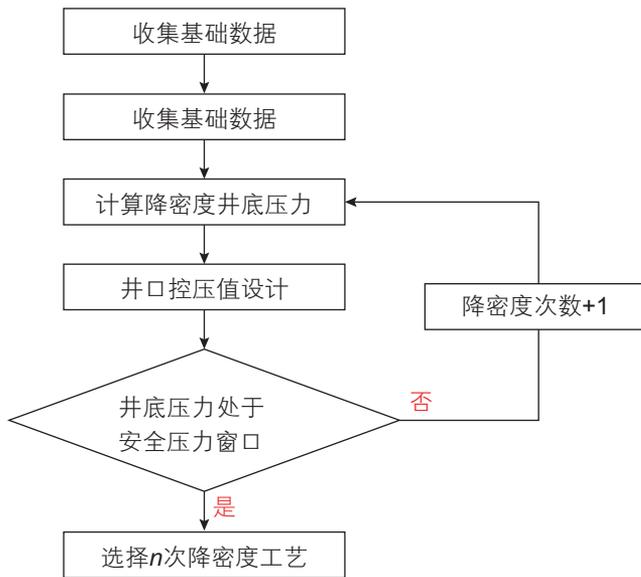


图1 降密度工艺选择流程

Fig. 1 Selection process of density reduction process

程，即根据启停泵和下套管引起的压力波动、降密度过程中的井筒压力变化与安全密度窗口间的关系，进行降密度工艺的优选。

以两次降密度为例，图2所示为控压固井分段降密度工序。根据时间顺序和工艺特点，该工序可归纳为“先下后降、再下再降”，具体划分为以下4个步骤：

①先下：降密度作业开始后，持续下套管直到第一次降密度位置处。

②后降：从钻杆处注入低密度钻井液，低密度钻井液向下流动从套管鞋处返回环空，直至流出井口，第一次降密度施工完成。

③再下：再次下入钻杆直到第二次降密度位置处。

④再降：启泵循环，再次从钻杆处注入低密度钻井液。当原钻井液完全排出井筒后，分段降密度工艺结束。

此外，在整个施工过程中，需要通过在井口调节回压值保证井底压力处于安全压力窗口范围内。针对上述工序，进行对应数学模型的建立。

### 2 分段降密度全过程井筒温压场预测模型

#### 2.1 环空浆柱结构描述方程

浆柱结构描述方程是降密度压力预测模型的关键组成，该方程的准确性决定了所建模型是否与现场工序一致<sup>[25]</sup>。结合控压降密度工序，采用拉格朗日法描

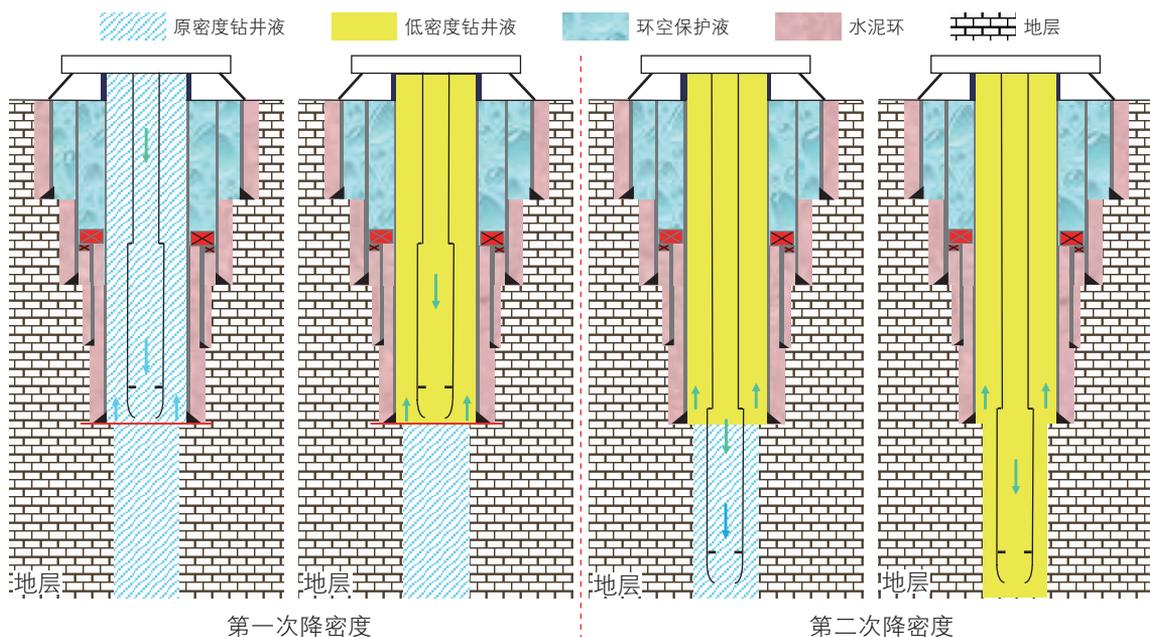


图2 控压固井分段降密度工序

Fig. 2 Process of MPC segmented density reduction stage

述两种钻井液在环空中的流动轨迹。该方法通过追踪两种类型流体的交界面，利用交界面的位置随时间的变化轨迹，便可获取流体在环空中的整体分布。交界面的位置函数可根据注入体积和各流道体积的大小关系进行推导。

注入低密度钻井液总体积可通过积分计算得到：

$$V_{\text{sum}}(t) = \int_0^t Q(t) dt \quad (1)$$

式中： $V_{\text{sum}}(t)$ 为注入低密度钻井液总体积， $\text{m}^3$ ； $Q(t)$ 为 $t$ 时刻注入排量， $\text{m}^3/\text{s}$ 。

由于计算过程中涉及参数多，为便于区分第一次降密度和第二次降密度的计算参数，以右上角的数字1代表第一次降密度，右上角数字2代表第二次降密度。

### (1) 第一次降密度

如图3所示，以第一次降密度位置作为第一次循环过程的井底，环空中两种流道的截面积计算公式如下：

$$A^1(h) = \begin{cases} A_1^1 = \frac{1}{4} \pi (D_a - d_{\text{po}})^2, & 0 \leq h \leq L_1^1 \\ A_2^1 = \frac{1}{4} \pi (D_a - d_{\text{co}})^2, & L_1^1 < h \leq L_2^1 \end{cases} \quad (2)$$

式中： $A^1(h)$ 为第一次降密度环空截面积随井深分布的函数， $\text{m}^2$ ； $A_1^1$ 为第一段流道的截面积， $\text{m}^2$ ； $A_2^1$ 为第二段流道的截面积， $\text{m}^2$ ； $D_a$ 为上级套管内径， $\text{m}$ ； $d_{\text{po}}$

为钻杆外径， $\text{m}$ ； $d_{\text{co}}$ 为尾管外径， $\text{m}$ ； $L_1^1$ 为第一段环空流道底端位置， $\text{m}$ ； $L_2^1$ 为第二段环空流道底端位置， $\text{m}$ 。

根据第一次降密度的井身结构相关参数，可计算得到各段流道的体积：

$$\begin{cases} V_c^1 = \frac{1}{4} \pi d_{\text{pi}}^2 \cdot L_1^1 + \frac{1}{4} \pi d_{\text{ci}}^2 \cdot (L_2^1 - L_1^1) \\ V_{a1}^1 = A_1^1 \cdot L_1^1 \\ V_{a2}^1 = A_2^1 \cdot (L_2^1 - L_1^1) \end{cases} \quad (3)$$

式中： $V_c^1$ 为第一次降密度管柱内部流道体积， $\text{m}^3$ ； $V_{a1}^1$ 为第一段环空流道体积， $\text{m}^3$ ； $V_{a2}^1$ 为第二段环空流道体积， $\text{m}^3$ ； $d_{\text{pi}}$ 为钻杆内径， $\text{m}$ ； $d_{\text{ci}}$ 为尾管内径， $\text{m}$ 。

低密度钻井液前沿到达井底的时刻为 $T_1^1$ ，到达环空变径处的时刻为 $T_2^1$ ，到达井口的时刻为 $T_3^1$ ，低密度钻井液/原钻井液交界面的位置可通过下式计算：

$$Z^1(t) = \begin{cases} H_1, & 0 \leq t \leq T_1^1 \\ \frac{(V_{\text{sum}}(t) - V_c^1)}{A_2^1}, & T_1^1 < t \leq T_2^1 \\ \frac{(V_{\text{sum}}(t) - V_c^1 - V_{a2}^1)}{A_1^1}, & T_2^1 < t \leq T_3^1 \\ 0, & T_3^1 < t \end{cases} \quad (4)$$

式中： $Z^1(t)$ 为第一次降密度中低密度钻井液/原钻井液

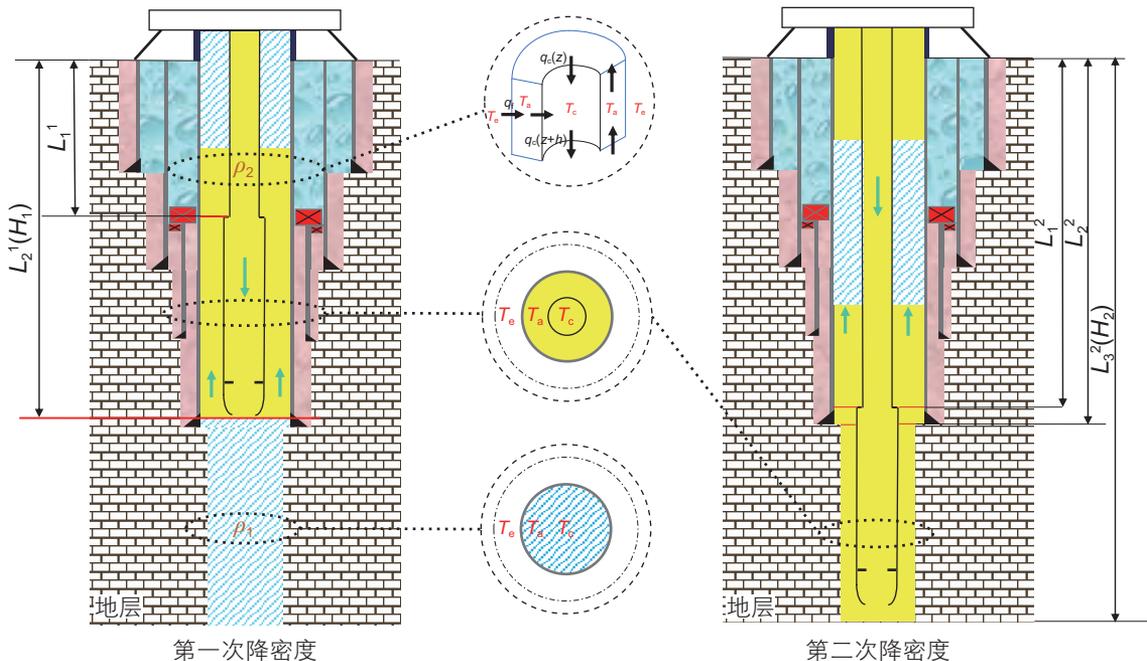


图3 控压固井分段降密度物理模型

Fig. 3 Physical modeling of MPC segmented density reduction stage

交界面位置随时间变化函数,  $m$ ;  $H_1$  为第一次降密度井底深度,  $m$ 。

根据交界面的位置函数  $Z^1(t)$ , 可预测第一次降密度过程中不同时刻环空的浆柱结构分布:

$$\rho^1(h,t) = \begin{cases} \rho_1, & 0 \leq h \leq Z^1(t) \\ \rho_2, & Z^1(t) < h \leq H_1 \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $\rho_1$  为原钻井液密度,  $kg/m^3$ ;  $\rho_2$  为低密度钻井液密度,  $kg/m^3$ 。

(2)第二次降密度

如图 3 所示, 若第二次降密度位置超过了上级套管鞋, 则此时环空中有 3 种流道。各流道截面积的计算公式如下:

$$A^2(h) = \begin{cases} A_1^2 = \frac{1}{4} \pi (D_a - d_{po})^2, & 0 \leq h \leq L_1^2 \\ A_2^2 = \frac{1}{4} \pi (D_a - d_{co})^2, & L_1^2 < h \leq L_2^2 \\ A_3^2 = \frac{1}{4} \pi (d_a - d_{co})^2, & L_2^2 < h \leq L_3^2 \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $A^2(h)$  为第二次降密度环空截面积随井深分布的函数,  $m^2$ ;  $A_1^2$  为第一段流道截面积,  $m^2$ ;  $A_2^2$  为第二

段流道截面积,  $m^2$ ;  $A_3^2$  为第三段流道截面积,  $m^2$ ;  $d_a$  为井筒裸眼直径,  $m$ 。

根据第二次降密度的井身结构参数, 可计算各段流道的体积:

$$\begin{cases} V_c^2 = \frac{1}{4} \pi d_{pi}^2 \cdot L_1^2 + \frac{1}{4} \pi d_{ci}^2 \cdot (L_3^2 - L_1^2) \\ V_{a1}^2 = A_1^2 \cdot L_1^2 \\ V_{a2}^2 = A_2^2 \cdot (L_2^2 - L_1^2) \\ V_{a3}^2 = A_3^2 \cdot (L_3^2 - L_2^2) \end{cases} \quad (7)$$

式中:  $V_c^2$  为第二次降密度管柱内部流道体积,  $m^3$ ;  $V_{a1}^2$  为第一段环空流道体积,  $m^3$ ;  $V_{a2}^2$  为第二段环空流道体积,  $m^3$ ;  $V_{a3}^2$  为第三段环空流道体积,  $m^3$ ;  $L_1^2$  为第一段环空流道底端位置,  $m$ ;  $L_2^2$  为第二段环空流道底端位置,  $m$ ;  $L_3^2$  为第三段环空流道底端位置,  $m$ 。

套管内低密度钻井液前沿到达井底的时刻为  $T_1^2$ , 到达上级套管鞋的时刻为  $T_2^2$ , 到达钻杆尾管连接处的时刻为  $T_3^2$ , 到达井口的时刻为  $T_5^2$ ; 环空原钻井液前沿到达井口的时刻为  $T_4^2$ 。  $T_1^2 < T_2^2 < T_3^2 < T_4^2 < T_5^2$ , 第二次降密度过程中两个交界面的位置随时间变化情况可通过下式计算:

$$Z_i^2(t) = \begin{cases} \begin{cases} Z_1^2(t) = H_1 - \frac{V_{sum}(t)}{A_1^2} \\ Z_2^2(t) = H_2 \end{cases}, & 0 \leq t \leq T_1^2 \\ \begin{cases} Z_1^2(t) = H_1 - \frac{V_{sum}(t)}{A_1^2} \\ Z_2^2(t) = H_2 - \frac{(V_{sum} - V_c^2)}{A_3^2} \end{cases}, & T_1^2 < t \leq T_2^2 \\ \begin{cases} Z_1^2(t) = H_1 - \frac{V_{sum}(t)}{A_1^2} \\ Z_2^2(t) = H_2 - \frac{(V_{sum} - V_c^2 - V_{a3}^2)}{A_2^2} \end{cases}, & T_2^2 < t \leq T_3^2 \\ \begin{cases} Z_1^2(t) = H_1 - \frac{V_{sum}(t)}{A_1^2} \\ Z_2^2(t) = H_2 - \frac{(V_{sum} - V_c^2 - V_{a3}^2 - V_{a2}^2)}{A_1^2} \end{cases}, & T_3^2 < t \leq T_4^2 \\ \begin{cases} Z_1^2(t) = 0 \\ Z_2^2(t) = H_2 - \frac{(V_{sum} - V_c^2 - V_{a3}^2 - V_{a2}^2)}{A_1^2} \end{cases}, & T_4^2 < t \leq T_5^2 \\ \begin{cases} Z_1^2(t) = 0 \\ Z_2^2(t) = 0 \end{cases}, & T_5^2 < t \end{cases} \quad (8)$$

式中： $Z_1^2(t)$ 为第二次降密度中低密度钻井液/原钻井液界面位置随时间变化函数， $Z_1^1(t)$ 为第一界面， $Z_2^2(t)$ 为第二界面， $m$ ； $H_1$ 为第一次降密度井底， $m$ 。

根据两个界面的位置函数 $Z_1^2(t)$ 和 $Z_2^2(t)$ ，可预测第二次降密度过程中不同时刻环空的浆柱结构分布：

$$\rho^2(h,t) = \begin{cases} \rho_2, & 0 \leq h \leq Z_1^2(t) \\ \rho_1, & Z_1^2(t) < h \leq Z_2^2(t) \\ \rho_2, & Z_2^2(t) < h \leq H_2 \end{cases} \quad (9)$$

对于超过两次的降密度工艺，将会进行更多次的循环降密度作业，且每次作业时的环空浆柱结构分布情况不同。此时，只需将当前降密度位置当作循环时的井底，将井身结构参数代入公式(1)~(9)，便可得到环空整体的浆柱结构分布情况。

### 2.2 钻井液流变参数计算方法

除了浆柱结构的分布，钻井液的流变性也是影响井筒温压场的关键<sup>[26-27]</sup>。本文基于钻井液高温高压流变性测试结果，提出了钻井液流变参数计算方法。

#### (1) 流变模式选择

钻井液流变模式选择赫谢尔—巴尔克莱模式，该模式为三参数模式，具有宾汉模式和幂律模式的特点，其数学方程式如下：

$$\tau = \tau_0 + K\gamma^n \quad (10)$$

式中： $\tau$ 为剪切应力，Pa； $\tau_0$ 为动切力(也称屈服值)，Pa； $\gamma$ 为剪切速率， $s^{-1}$ ； $K$ 为稠度系数， $Pa \cdot s^n$ ； $n$ 为流性指数，无量纲。

#### (2) 流变参数回归

图4所示为高温高压流变性测试现场实物图。利用高温高压流变仪可获取不同温度压力条件下的 $(\gamma, \tau)$ 曲线，将其拟合公式(10)的函数形式便可得到不同温度压力条件下的动切力、稠度系数和流性指数参数。测试温度范围20~220℃、测试压力范围0.1~180 MPa，具体测试温度压力点见表1。

公式(10)中参数与温度压力的关系为<sup>[28]</sup>：

$$\chi_i = \chi_0 e^{[A(T-T_0)+B(P-P_0)+C(T-T_0)^2]}, \quad (i=1, 2, 3) \quad (11)$$

式中： $\chi_i$ ( $i=1, 2, 3$ )分别代表动切力 $\tau_0$ 、稠度系数 $K$ 、流性指数 $n$ ，Pa、 $Pa \cdot s^n$ 、无量纲； $\chi_0$ 为标况下参数值； $A$ 、 $B$ 、 $C$ 为回归系数，无量纲； $T_0$ 为标况温度，℃； $P_0$ 为标况压力，MPa。

#### (3) 计算结果分析

基于测试结果进行相关参数的回归，图5所示为

表1 测试温度点和压力点

Table 1 Testing temperature and pressure points

温度点/℃	压力点/MPa			
20	0.1	10	20	30
60	30	40	50	60
100	60	70	80	90
140	90	100	110	120
160	100	110	120	130
170	110	120	130	140
180	120	130	140	150
190	130	140	150	160
200	140	150	160	170
220	150	160	170	180



图4 高温高压流变性测试现场实物图

Fig. 4 High-temperature and high-pressure rheology test site object picture

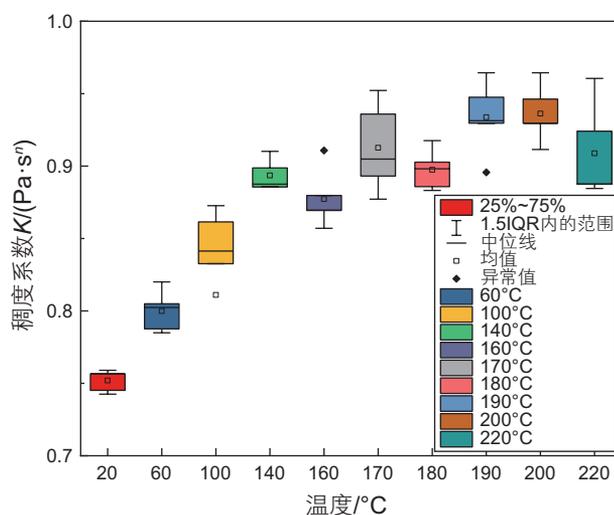


图5 不同温压条件下稠度系数回归结果对比

Fig. 5 Comparison of consistency coefficient regression results under different temperature and pressure conditions

不同温度条件下钻井液稠度系数的回归结果的对比图。由图可得，测试结果中仅有两个异常值，因此该测试结果可靠性较好。根据回归结果，随着温度的增加，稠度系数整体呈增加趋势，当温度小于 140 °C 时，稠度系数随温度增加变化较快，当温度大于 140 °C 时，稠度系数随温度增加基本不变，且会发生上下波动。

通过对比“25%~75%”（图中矩形，矩形的高度越小代表数据越集中）与“1.5 IQR(interquartile range)内的范围”（图中工字形，工字越高代表除异常值外的最大值和最小值差值越大），可以得到当前温度条件下压力对稠度系数的影响规律。当温度小于 160 °C 时，工字形高度整体较小，因此压力对稠度系数的影响程度较小；当温度大于 160 °C 时，工字形高度明显增加，因此压力在高温条件下对稠度系数的影响程度较大。

由于同一温度下各压力点相隔 10 MPa，因此压力对稠度系数的影响规律越稳定（线性影响规律），则图中矩形越靠近工字形中间位置，比如 20 °C 时；压力对稠度系数的影响规律越不稳定（非线性影响规律），则图中矩形越偏离工字形中间位置，比如 100 °C 时。对于 160 °C 和 190 °C 稠度系数回归结果，虽然图中矩形偏离了工字形中间位置，但并不能说明该温度下压力对稠度系数的影响规律不稳定。这是因为矩形位置的偏离主要由异常值引起，而非压力影响规律的不稳定引起。

图 6 所示为不同温度条件下钻井液流性指数的回归结果的对比图。温度对流性指数的影响规律与稠度系数相反，随着温度的增加，流性指数整体呈下降趋势，当温度小于 140 °C 时，流性指数随温度增加变化较快，当温度大于 140 °C 时，流性指数随温度增加基

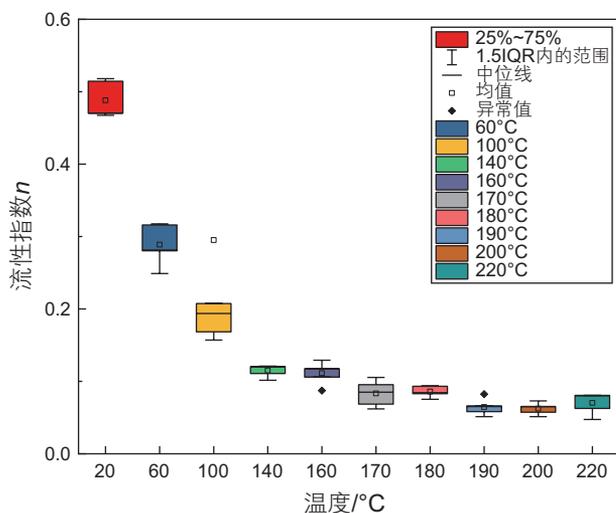


图 6 不同温压条件下流性指数回归结果对比  
Fig. 6 Comparison of fluidity index regression results under different temperature and pressure conditions

本不变，且会发生上下波动。

压力对流性指数的影响规律同样与稠度系数相反，当温度小于 170 °C 时，工字形高度整体较高，因此压力对流性指数的影响程度较大；当温度大于 170 °C 时，工字形高度明显减小，因此压力在高温条件下对流性指数的影响程度较小。通过对比“25%~75%”（上四分位数一下四分位数）与“1.5 IQR 内的范围”（最小值—最大值）的大小关系，即图中矩形与工字形的相对位置，可以看出图 6 中矩形均偏离了工字形的中间位置，因此压力对稠度系数的影响规律以非线性为主，这与图 5 中的规律是不同的。

### 2.3 井筒温压场预测模型

基于环空流体浆柱结构分布方程，考虑温度压力对钻井液流变性的影响，建立了井筒温压场预测模型。

连续性方程：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho A) + \frac{\partial}{\partial t}(\rho v A) = 0 \quad (12)$$

式中：A 为环空横截面积，m<sup>2</sup>；ρ 为钻井液的密度，kg/m<sup>3</sup>；v 为钻井液的流速，m/s。

动量平衡方程：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho v A) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho v^2 A) + \rho g \cos \theta A + \frac{\partial(pA)}{\partial z} - A \frac{\partial p_f}{\partial z} = 0 \quad (13)$$

式中：g 为重力加速度，9.8 m/s<sup>2</sup>；θ 为井斜角，°；p 为流体压力，Pa；p<sub>f</sub> 为循环摩擦阻力，Pa。

如图 3 所示，控压固井循环降密度环节的井筒传热包括套管内流体与套管的传热、环空内流体与套管和地层的传热、地层内部的传热 3 个过程。针对这 3 个过程建立能量守恒方程，进行温度场的求解。

套管内流体能量守恒方程：循环时，套管内流体传热形式以对流换热为主，通过下式进行计算<sup>[29]</sup>：

$$Q_c - \frac{\rho C v \pi d_i^2}{4} \frac{\partial T_c}{\partial z} - \pi d_{ci} h_{ci} (T_c - T_w) = \frac{\rho C \pi d_i^2}{4} \frac{\partial T_c}{\partial t} \quad (14)$$

式中：Q<sub>c</sub> 为套管内摩擦热源，W/m；C 为比热容，J/(kg·°C)；T<sub>c</sub>、T<sub>w</sub> 分别为套管内流体温度、套管壁温度，°C；h<sub>ci</sub> 为套管内流体与套管壁对流换热系数，W/(m<sup>2</sup>·°C)；d<sub>i</sub> 为套管内径，m。

环空内流体能量守恒方程：与套管内流体类似，循环时环空内流体传热形式以对流换热为主，通过下式进行计算：

$$Q_a + \frac{\rho C v \pi (d_a^2 - d_o^2)}{4} \frac{\partial T_a}{\partial z} - \pi d_a h_a (T_f - T_a) + \pi d_o h_{co} (T_w - T_a) = \frac{\rho C \pi (d_a^2 - d_o^2)}{4} \frac{\partial T_a}{\partial t} \quad (15)$$

式中： $Q_a$ 为环空内摩阻热源，W/m； $C$ 为比热容，J/(kg·°C)； $T_a$ 、 $T_f$ 分别为环空内流体温度、地层温度，°C； $h_a$ 、 $h_{co}$ 分别为环空内流体与地层对流换热系数、环空内流体与套管壁，W/(m<sup>2</sup>·°C)； $d_a$ 、 $d_o$ 分别为环空外径、套管外径，m。

地层能量守恒方程：

$$\frac{1}{a_f} \frac{\partial T_f}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T_f}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 T_f}{\partial z^2} \quad (16)$$

式中： $a_f$ 为地层的导温系数，m<sup>2</sup>/s。

## 2.4 初始条件和边界条件

### (1) 初始条件

每次降密度初始时刻井筒内流体的温度与同深度地层的温度相同，则其温度可以表示为：

$$T_c|_{t=0} = T_a|_{t=0} = T_f|_{t=0} = T_s + G\Delta z \quad (17)$$

式中， $T_s$ 为地表温度，°C； $z$ 为井深，m； $G$ 为地温梯度，°C/m；。

### (2) 边界条件

在入口处，流体温度可通过传感装置实时测量：

$$T_c|_{z=0} = T_m \quad (18)$$

## 2.5 求解方法

采用无条件稳定的Crank–Nicolson隐式格式对方程(12)~(16)进行离散化处理，空间网格间距设置为

50 m、时间网格间距设置为50 s。代入初始条件和边界条件，进行控压固井分段降密度环节全过程温压场的求解。

## 3 模型验证与模型对比

### 3.1 模型验证

验证井基础参数<sup>[30]</sup>：井深5897 m、上一开次套管鞋深度5748.2 m、上一开次套管内径177.8 mm、井眼直径149.2 mm、下入尾管直径127 mm、尾管长度440.8 m、安全密度窗口2.245~2.295 g/cm<sup>3</sup>。由于裸眼段较短，该井采用一次降密度工艺，降密度过程采用变排量作业(最小9 L/s、最大21 L/s)，将钻井液密度由2.24 g/cm<sup>3</sup>降低为2.18 g/cm<sup>3</sup>。利用本文模型模拟降密度过程，模拟结果如图7和图8所示。

由图7可得，环空浆柱结构变化规律在排量变化时会发生改变，模拟工序与实际工序相一致。初始时刻原钻井液充满整个井筒；在58 min时，低密度钻井液到达井底，开始进入环空；在162 min时，低密度钻井液充满整个井筒。

由图8可得，随着低密度钻井液不断进入环空，环空循环压降不断下降，过程中若发生停泵则需要控压。模拟停泵控压值与现场停泵控压值变化规律相吻合，最大相对误差小于3.6%，模型精度较高。

### 3.2 模型对比

与现有商业软件和模型相比，本文模型具有以下优势：

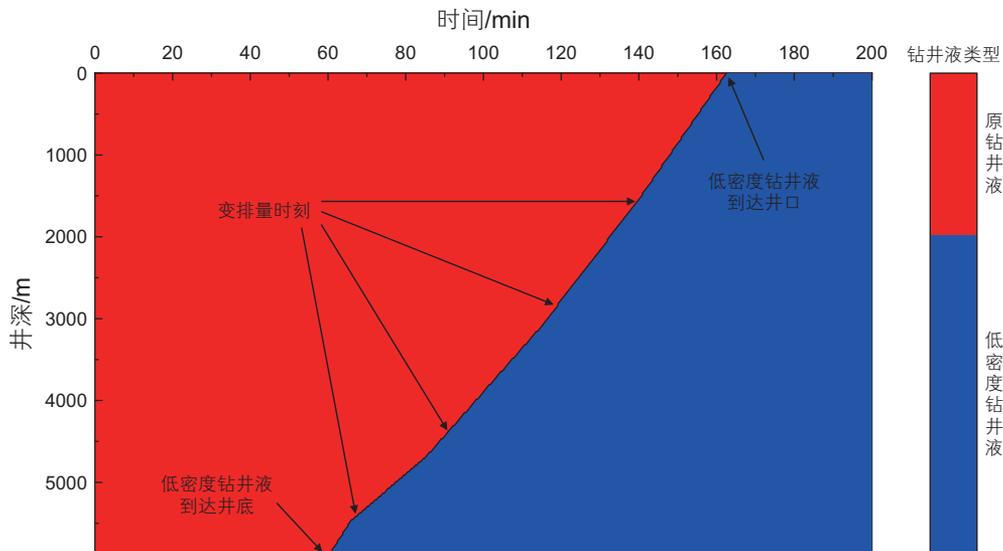


图7 验证井环空流体类型分布

Fig. 7 The distribution of annular fluids types in the validation well

①适用性更强：本文模型采用拉格朗日法描述降密度过程的浆柱结构，能实现多次降密度工艺的温压场预测，而现有商业软件和模型仅能实现一次降密度工艺的温压场预测。同时，本文模型使用的流变参数计算方法基于超高温(220 °C)超高压(180 MPa)实验数据，满足各种严苛井下环境。

②预测精度更高：本文模型结合实验数据，考虑了温度、压力和流变性三者之间的相互影响，更符合实际过程，而现有商业软件和模型忽略了压力对流变性的影响，因此本文模型具有更高预测精度。

将本文模型与斯伦贝谢公司的CEMENTICS软件进行了对比，图9所示为不同模型计算的井底ECD。由图可得，CEMENTICS软件未考虑温度变化引起的井底ECD波动，因此在低密度钻井液达到井底前(58 min)井底ECD表现为无变化。同时，由于CEMENTICS软件计算的井底ECD整体偏小约0.01 g/cm<sup>3</sup>，在降密度环节后期井底ECD小于孔隙压力当量密度，大大增加了地层气侵风险。

## 4 关键参数预测结果及规律分析

### 4.1 基础数据

X井决定在固井前进行控压降密度作业，钻井液密度由2.1 g/cm<sup>3</sup>降低为2.0 g/cm<sup>3</sup>。X井的基础参数：井深7793 m、上一开次套管鞋深度6932 m、上一开次套管内径168.3 mm、井眼直径140 mm、下入尾管外径114.3 mm、下入尾管内径103.9 mm、入口温度30 °C、地表温度20 °C、地温梯度0.025 °C/m，井底

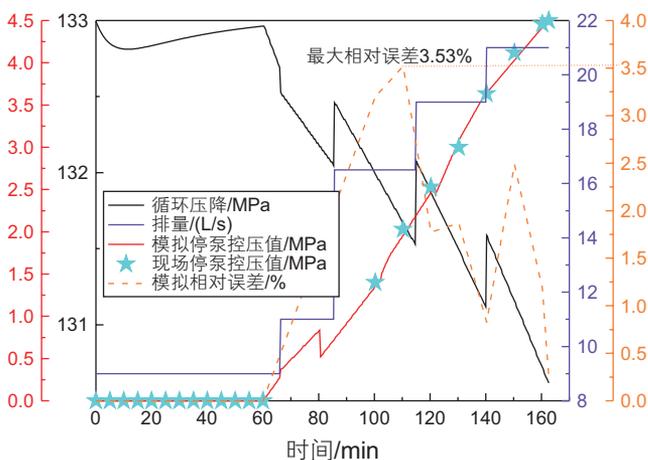


图8 本文模型模拟结果与实测结果对比

Fig. 8 Comparison between the model simulation results in this article and the measured results

安全密度窗口为2.08~2.12 g/cm<sup>3</sup>。

该井若选择两次降密度工艺则第一降密度位置为5932 m、若选择三次降密度则第一次降密度位置为3932 m。图10中数字“1、3、5”代表控压下套管工况，数字“2、4、6”代表循环降密度工况。利用本文模型进行分段降密度过程的模拟计算，并对模拟结果进行分析。

### 4.2 环空浆柱结构预测结果

以三次降密度工艺为例进行计算，图11所示为X井环空流体类型分布的预测结果。由图可得，在每次降密度过程中，降密度位置以下井段的环空流体类型不发生变化；降密度位置以上井段的环空流体类型分布受初始浆柱结构、井深结构、排量等因素的综合影响。每次降密度作业完成的标志为降密度位置以上井段环空充满低密度钻井液，这三次降密度作业所需的时间分别为5.24 h、5.12 h、4.78 h。

在浆柱结构预测的基础上，进行降密度全过程温压场的预测。

### 4.3 井筒温度场预测结果

以图10中的两次降密度工艺为例，对工况2和工况4条件下的井筒温度场进行预测。由于工况2和工况4循环时间均为6 h左右，因此选择3 h和6 h时的计算结果进行对比，图12所示为井筒温度场预测结果。由图可得，井筒温度场受井身结构和流体运动状态影响明显。循环相同时间内工况4井筒温度场整体高于工况2，这是因为工况4中深部井段地层温度高

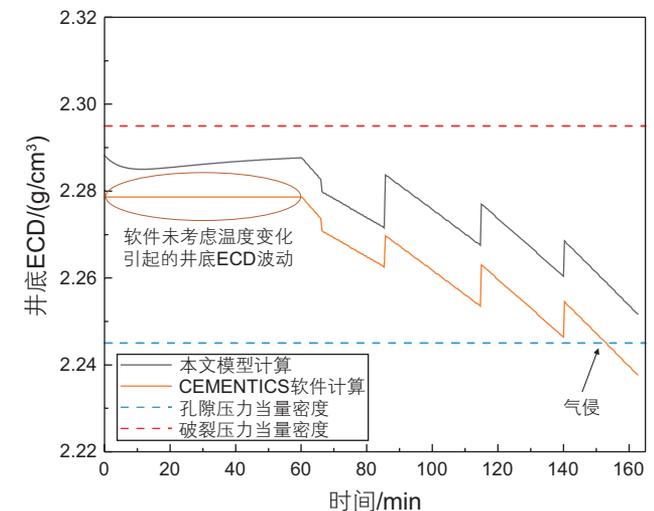


图9 不同模型计算的井底ECD

Fig. 9 Comparison of bottomhole ECD calculated by different models

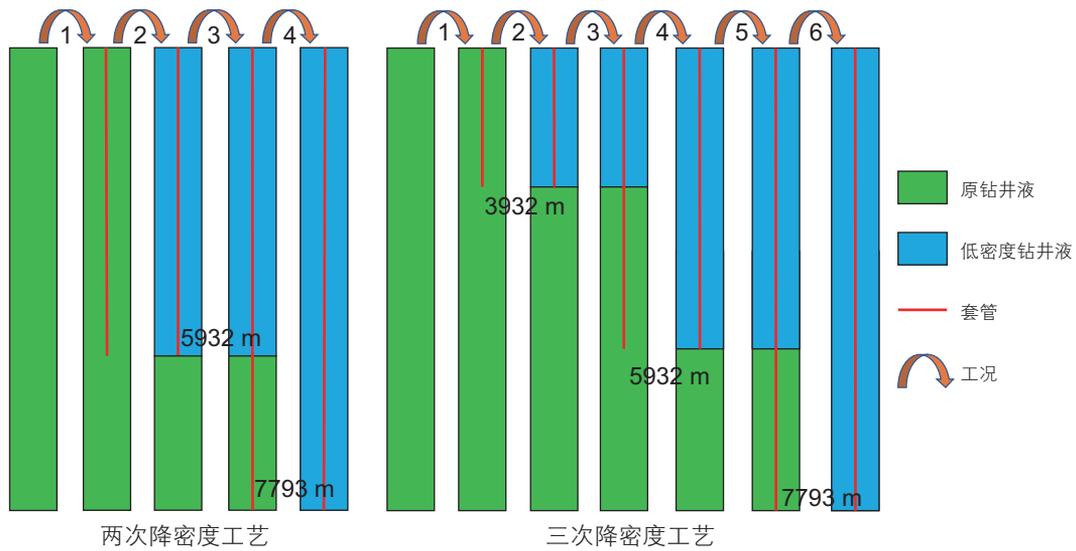


图 10 X 井的两种降密度工艺  
Fig. 10 Two density reduction processes for well X

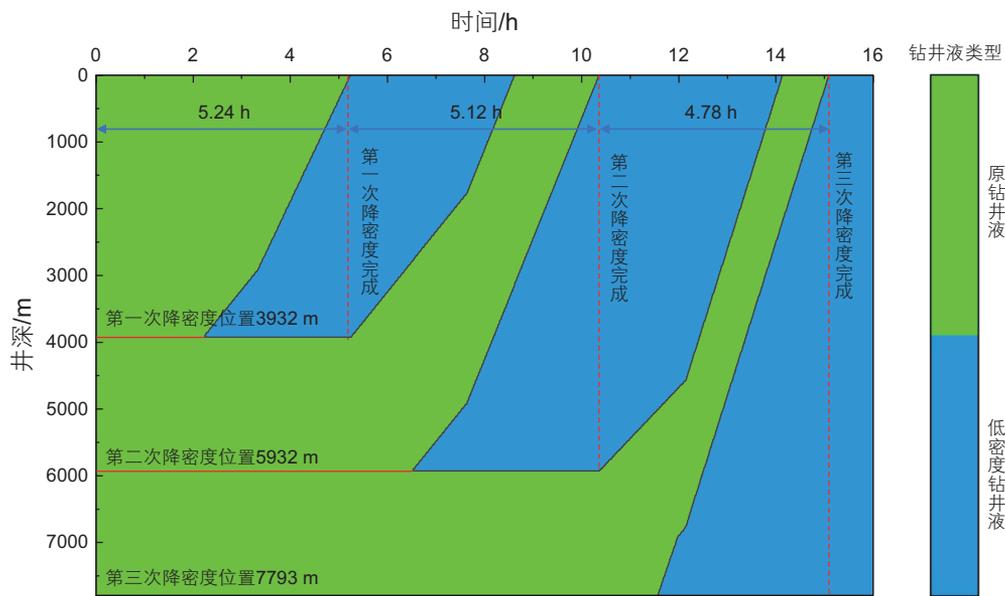


图 11 X 井环空流体类型分布  
Fig. 11 Fluid type distribution in the annulus of well X

于工况 2。对比工况 2 与工况 4 循环 3 h 时第一次降密度位置处的环空温度，相差 35.1 °C。对于井底位置，随着循环时间增加，两种工况的井底温度均逐渐降低，由于套管内钻井液温度低，地温流体从井底流入环空，因此环空下部井段温度也逐渐降低。

#### 4.4 井筒压力场预测结果

为便于分析，设定每一次循环降密度的早期循环排量为 3 L/s，后期循环排量为 6 L/s，图 13 所示为不同工艺下井筒压力场预测结果。在循环初期，环空浆

柱结构不变，但压力仍发生变化，这是因为环空温度场的变化对井底压力产生了影响。在排量变化处，井底压力发生突变，这是因为排量引起了环空摩阻的变化，而环空摩阻是井底压力的重要组成部分。同时，排量的变化还会引起环空浆柱结构的变化，对液柱压力产生影响，进而引起井底压力的变化，因此排量变化前后井底压力曲线的斜率是不同的。对比两种降密度工艺，三次降密度工艺所需时间较长(多 1.42 h)，但在第一次降密度过程中井底压力较低，不易压漏地层。若考虑启泵时刻引起的附加压力，则两次降密度

工艺有压漏地层风险。

在降密度过程中，图 13 中的井底压力始终小于破裂压力，但当低密度钻井液进入环空后，井底压力可能小于地层，因此需要合理施加井口回压，保证井底压力处于安全范围内。图 14 所示为不同工艺下的井口回压值设计结果。由图可得，当井底压力

高于 160.4 MPa 时，井口不控压；当井底压力小于 160.4 MPa 时，设计相应的井口回压值，井口回压最大值为 5.7 MPa。根据控压后的井底压力随时间变化曲线，可以发现两种工艺下的井底压力均满足安全压力窗口要求。

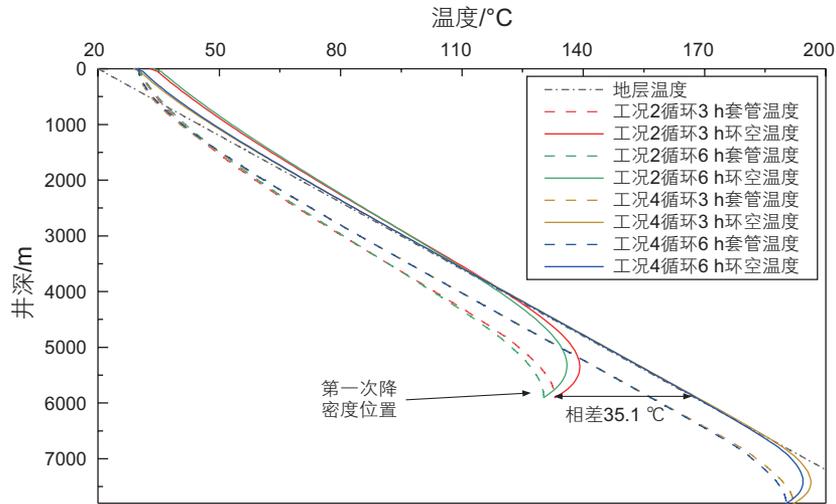


图 12 井筒温度场预测结果

Fig. 12 Prediction results of wellbore temperature field

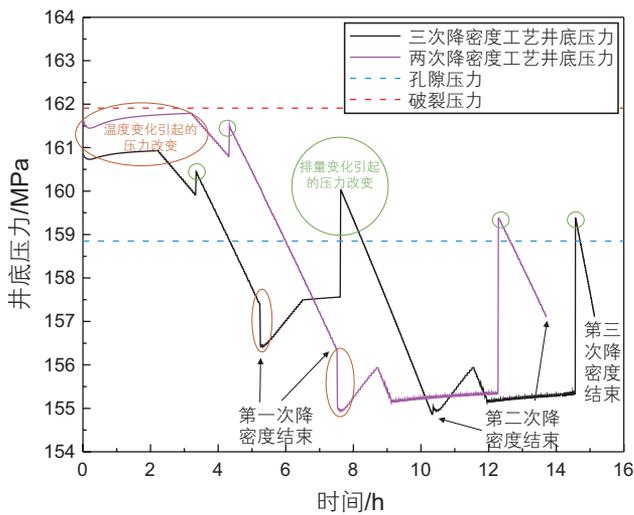


图 13 不同工艺下井筒压力场预测结果

Fig. 13 Prediction results of wellbore pressure field under different processes

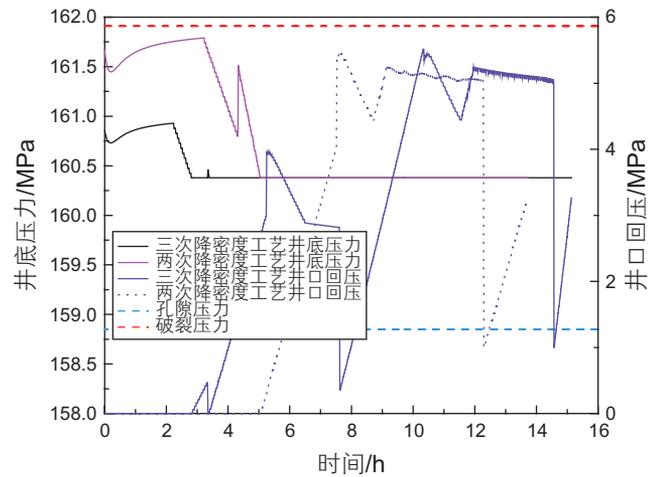


图 14 不同工艺下井口回压值设计结果

Fig. 14 Design results of wellhead back pressure values under different processes

## 5 结论

本文结合控压固井分段降密度工序，采用拉格朗日法推导了环空浆柱结构描述方程，提出了流变参数

计算方法，建立了分段降密度全过程井筒温压场预测模型。利用实测井口压力对模型进行了验证，最大相对误差小于 3.6%。与商业软件和同类模型相比，本文模型的工艺适用性更强、预测精度更高。研究过程中得到如下结论：

1)当温度小于 140 °C时, 温度对流变性影响显著; 当温度大于 140 °C时, 温度对流变性影响较小。压力在高温下对稠度系数的影响程度较大, 而对流性指数的影响较小。

2)商业软件计算的井底ECD整体偏小约 0.01 g/cm<sup>3</sup>, 在降密度环节后期井底ECD小于孔隙压力当量密度, 大大增加了地层气侵风险。

3)环空流体类型分布受初始浆柱结构、排量等因

素的综合影响。井筒温度场受工况影响明显, 对比不同工况相同位置处的环空温度, 最大相差 35.1 °C。

4)与两次降密度工艺相比, 三次降密度工艺所需时间多 1.42 h, 但在第一次降密度过程中井底压力较低, 不易压漏地层。采用利用本文模型设计的井口回压, 可以保证不同工艺下的井底压力均满足安全压力窗口要求。

## 参考文献

- [1] 李军, 杨宏伟, 张辉, 等. 深水油气钻采井筒压力预测及其控制研究进展[J]. 中国科学基金, 2021, 35(6): 973–983. [LI J, YANG H W, ZHANG H, et al. Research progress on prediction and control of wellbore pressure in deep-water oil and gas drilling[J]. China Science Foundation, 2021, 35(6): 973–983.]
- [2] 周英操, 郭庆丰, 蔡骁, 等. 精细控压钻井技术及装备研究进展[J]. 钻采工艺, 2024, 47(4): 94–104. [ZHOU Y C, GUO Q F, CAI X, et al. Research Advance of managed pressure drilling technology and equipment[J]. Drilling and Production Technology, 2024, 47(4): 94–104.]
- [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 Y S, ZHANG J W, HUANG H C, et al. 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] FICETTI S, BAGGINI ALMAGRO S P, ALDANA S, et al. Innovative techniques for unconventional reservoirs: managed pressure cementing application in Western Argentina shale formations[R]. SPE 179716, 2016.
- [5] MING L J, MOUSA M, SETIAWAN T B, et al. Overcoming a 0.35 ppg mud weight window: a case history of successful automated managed pressure drilling and managed pressure cementing offshore Malaysia[R]. SPE 168945, 2014.
- [6] THIBODEAUX H, WILLIAMS J, DUHE N, et al. Eliminating losses in Permian basin's midland basin wells through managed pressure drilling and cementing[R]. SPE 189997, 2018.
- [7] 李军, 刘金璐, 杨宏伟, 等. 用于固井作业的控制方法、装置、处理器及存储介质[P]. 北京: CN116752930A, 2023–09–15. [LI J, LIU J L, YANG H W, et al. Control methods, devices, processors, and storage media for cementing operations[P]. Beijing: CN116752930A, 2023–09–15.]
- [8] LIU J, LI J, LI H, et al. Casing force analysis during MPC injection considering the coupling effect of temperature and pressure: 57th U.S. rock mechanics/geomechanics symposium[C]. 2023, 2023–2221.
- [9] LIU J, LI J, YANG H, et al. Prediction model of wellbore temperature field in ultra-deep shale oil horizontal well during managed pressure cementing[C]//International Conference on Computational & Experimental Engineering and Sciences. Cham: Springer International Publishing, 2023: 1139–1151.
- [10] 县世东. 塔里木盆地富满油田超深井尾管筒易控压固井技术[J]. 石油工业技术监督, 2023, 39(10): 65–69. [XIAN S D. Simple pressure-controlled cementing technology for tail pipes of ultra-deep wells in Fuman oilfield of Tarim basin[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2023, 39(10): 65–69.]
- [11] 费中明, 刘鑫, 张晔, 等. 准噶尔盆地南缘超深井天X井尾管精细控压固井技术[J]. 钻井液与完井液, 2023, 40(3): 391–396. [FEI Z M, LIU X, ZHANG Y, et al. Liner cementing through precise pressure control in the ultra-deep well tian-x located at the southern margin of the Junggar basin[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2023, 40(3): 391–396.]
- [12] 郑渊云, 鲜明, 周太彬, 等. 动态控压固井工艺关键技术与应用[J]. 天然气勘探与开发, 2022, 45(3): 49–56. [ZHENG Y Y, XIAN M, ZHOU T B. Key technology and application of dynamic managed pressure cementing[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2022, 45(3): 49–56.]
- [13] SOTO B, NEYRA O, ROJAS C, et al. Successful implementation of automated managed pressure drilling and managed pressure cementing techniques in the troublesome intermediate and reservoir sections of a remote well in the Peruvian jungle eliminates wellbore instability, severe fluid losses, and differential sticking[R]. SPE 187401, 2017.
- [14] 汪海阁, 黄洪春, 毕文欣, 等. 深井超深井油气钻井技术进展与展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 163–177. [WANG H G, HUANG H C, BI W X, et al. Deep and ultra-deep oil/gas well drilling technologies: Progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 163–177.]

- [15] 孙宝江, 王雪瑞, 王志远, 等. 控制压力固井技术研究进展及展望[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 56–61. [SUN B J, WANG X R, WANG Z Y, et al. Research development and outlook for managed pressure cementing technology[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 56–61.]
- [16] 刘金璐, 李军, 艾正青, 等. 基于相场法的固井顶替效率数值模拟及影响因素分析[J]. 东北石油大学学报, 2024, 48(5): 90–101. [LIU J L, LI J, AI Z Q, et al. Numerical simulation of cementing displacement efficiency and analysis of influencing factors based on phase field method[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024, 48(5): 90–101.]
- [17] RUSSELL E, KATZ A, PRUETT B. Achieving zonal isolation using automated managed pressure cementing[R]. SPE 179186, 2016.
- [18] XU B H, YUAN B, GUO J H, et al. Novel technology to reduce risk lost circulation and improve cementing quality using managed pressure cementing for narrow safety pressure window wells in Sichuan Basin[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 180: 707–715.
- [19] YUAN B, LI J F, XU B H, et al. Managed wellhead backpressure during waiting setting of managed pressure cementing[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 207.
- [20] 石蕊, 徐璧华, 蔡翔宇, 等. 精细控压固井中的控压降密度方法[J]. 钻采工艺, 2019, 42(5): 35–38. [SHI R, XU B H, CAI X Y, et al. How to reduce density at managed pressure during precise managed-pressure cementing[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(5): 35–38.]
- [21] 天工. 中国石油西南油气田公司首次精细控压固井成功实施[J]. 天然气工业, 2017, 37(2): 51. [TIAN G. CNPC Southwest Oil & Gas Field Company successfully implemented the first precise MPC[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(2): 51.]
- [22] 马勇, 郑有成, 徐冰青, 等. 精细控压压力平衡法固井技术的应用实践[J]. 天然气工业, 2017, 37(8): 61–65. [MA Y, ZHENG Y C, XU B Q, et al. Application precise MPD & pressure balance cementing technology[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(8): 61–65.]
- [23] 郭建华, 郑有成, 李维, 等. 窄压力窗口井段精细控压压力平衡法固井设计方法与应用[J]. 天然气工业, 2019, 39(11): 86–91. [GUO J H, ZHENG Y C, Design and application of well cementing technology based on the precise managed pressure balancing method in narrow pressure window hole sections [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(11): 86–91.]
- [24] 刘金璐. 超深井窄密度窗口地层控压固井井筒压力预测及优化设计方法[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2024. [LIU J L. Well-bore pressure prediction and optimal design method for managed pressure cementing in ultra-deep wells with narrow density window formation[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2024.]
- [25] LIU J, LI J, YANG H, et al. A wellbore fluid performance parameters–temperature–pressure coupling prediction model during the managed pressure cementing injection stage[J]. Energy Science & Engineering, 2024, 12(1): 249–266.
- [26] 罗鸣, 冯永存, 桂云, 等. 高温高压钻井关键技术发展现状及展望[J]. 石油科学通报, 2021, 6(2): 228–244. [LUO M, FENG Y C, GUI Y. Development status and prospect of key technologies for high temperature and high pressure drilling. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(2): 228–244.]
- [27] 张锐尧, 李军, 柳贡慧. 深水变梯度钻井井筒压力预测模型的研究[J]. 石油科学通报, 2022, 7(4): 564–575. [ZHANG R Y, LI J, LIU G H. Research on wellbore pressure prediction model during variable gradient drilling in deepwater[J]. Petroleum Science Bulletin, 2022, 7(4): 564–575.]
- [28] 刘金璐, 李军, 何举涛, 等. 控压固井注入阶段流体密度和流变性分段预测方法[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(1): 45–53. [LIU J L, LI J, HE J T, et al. A segmented prediction method for fluid density and rheology during managed pressure cementing injection stage[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(1): 45–53.]
- [29] 刘金璐, 李军, 柳贡慧, 等. 深水固井循环阶段井筒温度场预测模型研究[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(4): 66–74. [LIU J L, LI J, LIU G H, et al. Prediction model of wellbore temperature field during deepwater cementing circulation stage[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(4): 66–74.]
- [30] 刘金璐, 李军, 李辉, 等. 控压固井注入阶段井筒压力预测模型[J]. 钻井液与完井液, 2024, 41(2): 231–238. [LIU J L, LI J, LI H, et al. A model for predicting wellbore pressure during the managed pressure cementing injection stage[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2024, 41(2): 231–238.]

(编辑 杨雅露)

第一作者: 刘金璐(1995年—), 博士, 现从事控压钻完井、智能钻完井等研究工作, liujinlu21@qq.com。

通信作者: 李军(1971年—), 博士, 教授, 长期从事油气井力学与控制工程等方面的教学和研究工作, lijun446@vip.163.com。