

# 超临界二氧化碳干法压裂温度压力场耦合计算方法

肖博<sup>1,2</sup>

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100101;  
2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

**摘要:** 相对于传统水基压裂液, 超临界二氧化碳压裂具有无水相、低伤害、环保等优势。针对二氧化碳相态及物性变化规律复杂, 压裂过程中温度压力变化对其物性参数产生较大影响, 进而影响压裂改造效果的问题, 基于超临界二氧化碳干法压裂泵注过程中井筒及地层裂缝中热量传递及压力传播过程分析, 建立温度压力场耦合计算模型, 并基于 MATLAB 编程进行有限差分求解。结合二氧化碳物性参数随温度压力变化计算模型, 研究了井筒和裂缝内温度压力变化规律, 以及注入排量等因素对于温度压力变化的影响。将模型计算结果与现场监测结果进行对比, 二者具有较好的一致性。较大的注入排量可以使井底温度更低, 且在更短时间保持稳定, 此方法可为现场压裂施工设计提供一定参考。

**关键词:** 油气田开发工程; 二氧化碳; 干法压裂; 温度场

**中图分类号:** TE357

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2095-2783(2020)01-0119-06

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



## Coupling solving method of temperature and pressure field during supercritical carbon dioxide dry-fracturing

XIAO Bo<sup>1,2</sup>

(1. *State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100101, China;*  
2. *Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China*)

**Abstract:** Compared with traditional water-based fracturing fluids, liquid CO<sub>2</sub> has advantages of no water phase, low damage and environmental protection. However, due to the complex change of the phase and physical properties of carbon dioxide, the changes of temperature and pressure during fracturing have great effect on its physical parameters, thus affecting the fracturing results. Taking the vertical well dry-fracturing as an example, based on the analysis of heat transfer and pressure propagation process of CO<sub>2</sub> in the wellbore and fracture, temperature and pressure field calculation model was established and solved with the MATLAB programming of finite difference method. The calculated results were compared with the field monitoring results and good agreements were achieved. The method can provide some reference for treatment design of CO<sub>2</sub> dry-fracturing.

**Keywords:** oil and gas field development engineering; CO<sub>2</sub>; dry-fracturing; temperature field

我国页岩油储量丰富。由于页岩油储层普遍具有孔喉尺度小、渗透率低的特点, 必须通过大型水力压裂技术才能实现商业开发。常规水基压裂液存在残渣及水敏伤害, 给产能带来不利影响<sup>[1]</sup>。超临界二氧化碳压裂以超临界二氧化碳作为携砂介质, 具有无水相、低伤害、无残渣、提高采收率、环保等优势<sup>[2]</sup>, 得到越来越多的关注。

对于二氧化碳压裂过程中温度与压力的精确预测, 将会为其物性参数的预测奠定一定的基础, 进而实现对压裂过程的实时控制。而压裂施工过程中, 井筒及裂缝温度与压力处于不断变化之中, 二氧化碳物性参数随温度和压力的变化而变化, 增加了二氧化碳压裂温度、压力计算的复杂性。目前, 井筒温度、压力的计算主要有 2 种类型: 1) 井筒温度、压力分别计算, 基于 Ramey 模型<sup>[3]</sup> 或有限差分分步迭代<sup>[4]</sup> 计算温度场; 2) 综合考虑能量守恒、质量守恒及

动量守恒方程的温度、压力耦合计算方法<sup>[5-6]</sup>。国外对二氧化碳注入温度、压力场计算有较多研究, 但研究多针对油气田注气进行稳态传热计算, 实际工况与二氧化碳压裂区别很大<sup>[7-8]</sup>。国内对二氧化碳压裂的研究处于刚起步阶段, 目前研究尚不多, 还未见到完全考虑二氧化碳非稳态传热、二氧化碳物性参数变化、二氧化碳高滤失性等影响因素的研究方法<sup>[9-10]</sup>。本文通过综合考虑二氧化碳压裂时井筒径向及轴向非稳态对流及二氧化碳物性参数对于裂缝延伸的影响, 耦合考虑二氧化碳物性参数变化对于温度压力的影响, 建立二氧化碳压裂温度压力场模型, 并通过有限差分进行求解。

## 1 模型的建立与求解

### 1.1 井筒温度压力场模型

在模型推导中作如下假设:

收稿日期: 2019-05-14

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51490653)

第一作者: 肖博(1986—), 男, 副研究员, 主要研究方向为非常规油气储层改造, xiaobo\_sripe@sinopec.com

1) 在井筒内压裂液流动方向上仅考虑对流换热;

2) 忽略注入过程中重力、摩擦导致的热量损失及由体积变化引起的热量改变;

3) 假设压裂液注入方式为油管注入,注入前外套环空充满液体,且压裂液注入速率恒定为  $Q$ ;

4) 同一深度处的初始地层温度相等;

5) 垂直向下方向为  $z$  轴正方向,裂缝延伸方向为  $x$  轴正方向。

取垂直井筒单元体作为研究对象研究热交换情况,主要考虑热传导换热与热对流换热这 2 部分。根据能量守恒定律,通过公式推导,可以得到垂直井筒热传导方程为

$$\frac{\partial T_{wf}}{\partial t} = \frac{2U}{c_f \rho_f r_w} (T_r - T_{wf}) - u_{wf} \frac{\partial T_{wf}}{\partial z} \quad (1)$$

式中:  $T_{wf}$  为井筒温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t$  为时间,  $\text{s}$ ;  $U$  为井筒综合热传导系数,  $\text{J}/(\text{m} \cdot \text{s} \cdot ^{\circ}\text{C})$ ;  $c_f$  为二氧化碳压裂液比热,  $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$ ;  $\rho_f$  为压裂液密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $r_w$  为该井筒内油管半径,  $\text{m}$ ;  $T_r$  为地层温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $u_{wf}$  为井筒中二氧化碳液体流速,  $\text{m}^3/\text{s}$ 。

对模型求解的定解条件包括初始条件和边界条件,其中,垂直井段初始条件为

$$T_{wf}(z, 0) = T_g(z) = T_{\text{rinit}}; \quad (2)$$

边界条件为井筒入口二氧化碳温度

$$T_{wf}(0, t) = T_{\text{surface}} \quad (3)$$

综合热传导系数  $U$  可由式(4)<sup>[11]</sup>计算:

$$U = \frac{1}{\frac{r_{to}}{r_{ti} h_f} + \frac{r_{to} \ln \frac{r_{to}}{r_{ti}}}{\lambda_{\text{tub}}} + \frac{r_{to} \ln \frac{r_{co}}{r_{ci}}}{\lambda_{\text{cng}}} + \frac{1}{h_c + h_r} + \frac{r_{to} \ln \frac{r_{res}}{r_{co}}}{\lambda_{\text{cem}}}} \quad (4)$$

针对井筒附近地层,取沿井筒径向距离  $r$  处的径向微环单元体,考虑径向和轴向热传导,可得热传导方程为

$$\frac{\partial T_r}{\partial t} = \frac{\lambda_{\text{ef}}}{(\rho c)_{\text{ef}}} \left( \frac{1}{r} \frac{\partial T_r}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_r}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 T_r}{\partial z^2} \right), \quad (5)$$

对应的初始条件为

$$T_r(r, t = 0) = T_g(z) = T_{\text{rinit}} \quad (6)$$

式中:  $T_g(z)$  为地温梯度下的温度分布,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $T_{\text{rinit}}$  为地层原始温度;  $T_{\text{surface}}$  为地表温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $r$  为沿井筒径向距离,  $\text{m}$ ;  $r_{to}$  为油管外径,  $\text{m}$ ;  $r_{ti}$  为油管内径,  $\text{m}$ ;  $\lambda_{\text{tub}}$  为油管的导热系数,  $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ;  $r_{co}$  为套管外径,  $\text{m}$ ;  $r_{ci}$  为套管内径,  $\text{m}$ ;  $r_{\text{res}}$  为水泥环外径,  $\text{m}$ ;  $h_f$  为强迫对流换热系数,  $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ;  $h_c$  为自然对流及导热情况下的换热效率,  $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ;  $h_r$  为辐射换热效率,  $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ;  $\lambda_{\text{cng}}$  为套管的导热系数,  $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ;  $\lambda_{\text{cem}}$  为水泥环的导热系数,  $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ;  $\lambda_{\text{ef}}$  为岩石有效导热系数,  $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ;  $(\rho c)_{\text{ef}}$  为岩石有效密度与比热容的乘积,  $\text{J}/(\text{K} \cdot \text{m}^3)$ 。

内边界为井筒温度  $T_w$ ; 外边界为原始地层温度,

$$T_r(\infty, t) = T_g(z) = T_{\text{rinit}} \quad (7)$$

通过对井筒和地层热传导方程进行差分,并进行耦合迭代,可得到井筒及近井筒地层的温度分布。因为井筒的温度求解需要考虑井筒周围地层的温度,而同时井筒又为地层温度求解的内边界条件,故需要将二者同时求解。以地层温度为初值,用有限差分法求解井筒温度分布,将求出的井筒温度作为下步地层温度求取的初始温度。然后再以地层温度作为井筒的上步温度值。如此循环迭代,即可得到井筒温度场分布。

垂直井筒内流体的压力梯度为

$$\frac{dp}{dz} = \rho g \sin \theta - \frac{f \rho v^2}{2d} \quad (8)$$

式中:  $f$  表示摩阻系数,无因次;  $d$  为油管直径,  $\text{m}$ ;  $p$  为压力,  $\text{Pa}$ ;  $\rho$  为密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $g$  为重力加速度,  $9.8 \text{ m/s}^2$ ;  $v$  为速度,  $\text{m/s}$ 。

## 1.2 裂缝温度压力场模型

二氧化碳干法压裂过程中低温二氧化碳进入高温地层后,温度场可以分为 3 个区域:裂缝内流体温度场、滤失带内温度场和近缝地层温度场。在对裂缝内的温度场建立模型时,主要考虑了裂缝的动态延伸、地层岩石的热量交换、二氧化碳压裂液的滤失及物性变化等因素。作如下假设:裂缝为垂直缝,延伸过程符合 PKN 模型;忽略地层在纵向上的热量交换;被压裂地层各向同性;缝宽方向的热交换可以忽略。考虑  $\text{CO}_2$  物性随温度压力的变化;近缝地层为一维径向非稳态传热;裂缝的温度场方程包括裂缝内流体的温度场方程(式(9))、液体滤失带温度场方程(式(10))及滤失带以外地层的温度场方程(式(11))。

综合裂缝内流体的连续性方程和能量守恒方程,可得裂缝内流体的温度场方程为

$$w \frac{\partial T_f}{\partial t} = -w u \frac{\partial T_f}{\partial x} + \frac{2\alpha}{\rho_f c_f} (T_{rw} - T_f) \quad (9)$$

由能量守恒方程,可得液体滤失带和近缝地层的温度场方程为

$$\frac{\partial T_{rw}}{\partial t} = \frac{1}{\delta} \left[ \frac{\rho_f c_f}{(\rho c)_{\text{ef}}} C (T_f - T_{rw}) + \frac{k_{\text{ef}}}{(\rho c)_{\text{ef}}} \frac{\partial T_r}{\partial y} \Big|_{y=0} + \frac{\alpha}{(\rho c)_{\text{ef}}} (T_f - T_{rw}) \right], \quad (10)$$

$$\frac{\partial T_r}{\partial t} = \frac{k_{\text{ef}}}{(\rho c)_{\text{ef}}} \frac{\partial^2 T_r}{\partial y^2} - \frac{\rho_f c_f}{(\rho c)_{\text{ef}}} C \frac{\partial T_r}{\partial y} \quad (11)$$

二氧化碳压裂时,裂缝内流体的压力场方程<sup>[12]</sup>为

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_f w u) + \frac{\partial}{\partial x} (\rho_f w u^2) = -\rho_f w \left( \frac{1}{\rho_f} \frac{\partial p}{\partial x} + f \frac{u^2}{w} \right) \quad (12)$$

式中:  $u$  为流体在裂缝内流速,  $\text{m/s}$ ;  $C$  为流体的滤失速度,  $\text{m}/\text{min}^{1/2}$ ;  $T_f$  为距离缝口  $x$  处的平均温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $T_{rw}$  为距离缝口  $x$  处的滤失带温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $\alpha$  为换热系数,  $\text{J}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ ;  $T_r$  为地层温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $w$  为裂缝的宽度,

$m; \delta$  为滤失带的厚度,  $m$ ;  $\frac{k_{cf}}{(\rho)_{cf}} \frac{\partial T_r}{\partial y} \Big|_{y=0}$  为滤失带附近地层与滤失带之间的热量交换;  $p$  为流体压力,  $Pa$ ;  $f$  为裂缝壁面的摩擦系数。

对于地层温度场, 初始条件为

$$T_r(x, 0) = T_{res}; \quad (13)$$

边界条件为

$$T_r(x, t) = T_{rw}(x, t) (y = \delta), \quad (14)$$

$$T_r(x, t) = T_{res} (y \geq y_{max}). \quad (15)$$

式中:  $T_{res}$  为地层原始温度,  $^{\circ}C$ ;  $y_{max}$  为模型给出的压裂液最大冷却深度,  $m$ 。

对于裂缝内流体温度场, 初始条件为

$$T_i(0, t) = T_i(x = 0, t = 0), \quad (16)$$

式中,  $T_i$  为缝口注入流体的温度,  $^{\circ}C$ 。

对于滤失带温度场, 已知滤失系数  $C$ , 可由式(10)求得地层破裂时刻的温度, 作为其初始条件。

对地层温度场方程、滤失带温度场方程和缝内流体温度场方程分别建立差分格式, 并进行迭代求解。选取初始值, 代入滤失带温度场差分方程求解得到裂缝内部流体温度的数值解, 然后将其代入裂缝内流体温度场差分方程, 可以得到下一时刻的滤失带温度数值解, 再将其代入滤失带温度场差分方程, 即可得到下一时刻裂缝内流体的温度数值解。不断进行循环迭代计算, 直到计算结果收敛。

### 1.3 二氧化碳物性变化模型

二氧化碳存在气、液、固 3 种状态。3 种相态的转变由温度和压力共同决定。在不同的相态条件下, 其物理性质差别很大。即使在同一状态下, 二氧化碳的物理性质也随着温度和压力的改变而发生较大改变<sup>[13]</sup>。因此, 采用数学计算方法对二氧化碳物性参数变化进行描述难度较大。前人对此做过较多研究<sup>[14]</sup>。基于前人的研究结果, 本文对其计算方法进行优选验证, 以期能够准确描述二氧化碳在压裂过程中物性参数随温度和压力的变化。通过优选评价, 本文选取基于 Helmholtz 自由能理论的 Span-Wagner 方法<sup>[15]</sup> 计算二氧化碳的密度和比热, 采用 Vesovic 模型<sup>[16]</sup> 计算二氧化碳的黏度和导热系数。

Helmholtz 自由能可以通过相对独立的 2 个变量(温度  $T$  和密度  $\rho$ )来表示, 无因次 Helmholtz 自由能  $\Phi = A(\rho, T)/(RT)$ , 可以将它分为 2 部分: 一部分是理想状态部分, 用  $\Phi^o$  表示; 另一部分是残余状态部分, 用  $\Phi^r$  表示。则无因次 Helmholtz 自由能可以表示为理想部分和残余部分的和, 即

$$\Phi(\delta, \tau) = \Phi^o(\delta, \tau) + \Phi^r(\delta, \tau), \quad (17)$$

$$C_p = C_p^* + \Delta C_p. \quad (18)$$

式中:  $A$  为亥姆霍兹自由能;  $\Phi$  为无因次 Helmholtz 自由能;  $\Phi^o$  为理想部分 Helmholtz 自由能, 无因次;  $\Phi^r$  为残余部分 Helmholtz 自由能, 无因次;  $\delta_c$  为对比密度,  $\delta_c = \rho/\rho_c$ , 无因次;  $\tau$  为对比温度,  $\tau = T_c/T$ , 无因次;  $C_p^*$  和  $\Delta C_p$  分别为理想和残余比热容。

在 Vesovic 等<sup>[16]</sup>的方法中, 黏度可分为独立的 3 部分计算:

$$\mu(\rho, T) = \mu_0(T) + \Delta\mu(\rho, T) + \Delta_c\mu(\rho, T). \quad (19)$$

式中:  $\mu_0(T)$  为零密度时黏度的临界值;  $\Delta\mu(\rho, T)$  为密度增大引起的黏度附加值;  $\Delta_c\mu(\rho, T)$  为临界点附近引起的黏度附加增量。

类似地, 导热系数也可分为独立的 3 项计算:

$$\lambda(\rho, T) = \lambda_0(T) + \Delta\lambda(\rho, T) + \Delta_c\lambda(\rho, T). \quad (20)$$

式中:  $\lambda_0(T)$  为零密度时导热系数的临界值;  $\Delta\lambda(\rho, T)$  为密度增大引起的导热系数附加值;  $\Delta_c\lambda(\rho, T)$  为临界点附近引起的导热系数附加增量。

### 1.4 多参数模型耦合计算方法

二氧化碳干法压裂过程中, 由于温度和压力的不断变化, 使得二氧化碳相态和物性参数随时间发生比较明显的变化, 而二氧化碳物性参数的变化又反过来影响温度压力场的分布。因此在温度压力场计算过程中, 要耦合计算二氧化碳物性参数的变化, 在模型每一个时间步内, 需要增加一个二氧化碳物性参数的迭代计算, 来得到考虑物性变化的温度压力场较精确的解。

每个时间步内迭代计算过程如图 1 所示。其中, 误差分析的判断条件为物性参数计算值与物性参数设定值的误差小于  $1 \times 10^{-4}$ 。

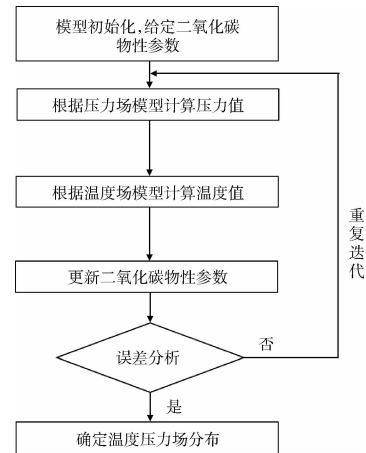


图 1 二氧化碳干法压裂温度压力物性耦合计算

Fig. 1 Coupling calculation of temperature and pressure of carbon dioxide dry fracturing

根据本文建立的耦合物性变化的井筒温度压力场数学模型, 利用 MATLAB 编程进行模拟, 可以得到不同工况下井筒和裂缝温度和压力变化规律。

## 2 结果与讨论

### 2.1 模型验证

选取某油田 A 井为例, A 井为直井, 垂深为 1 600 m。在该井 1 000 m 深度和 1 600 m 深度处部署 2 个温度传感器, 测得不同时间的温度值。将模

型计算值与施工现场监测值进行对比,对模型计算的准确性进行验证。A 井的基本参数见表 1。

表 1 A 井基本参数

Table 1 Basic parameters of Well A

参数	数值
油管内径/m	0.031
油管外径/m	0.036 5
套管内径/m	0.062 1
套管外径/m	0.069 85
水泥环外径/m	0.12
油管粗糙度/m	0.000 5
油管、套管密度/( $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ )	7 800
水泥环密度/( $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ )	1 900
油管、套管比热/( $\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ )	460
水泥环比热/( $\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ )	836
油管、套管导热系数/( $\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ )	44.58
水泥环导热系数/( $\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ )	0.906
注入排量/( $\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$ )	3
注入时间/min	120
注入温度/ $^{\circ}\text{C}$	0
注入压力/MPa	40

表 2 模型计算值与监测值对比

Table 2 Comparison of calculated values with the model and monitored values

时间	1 600 m 处			1 000 m 处		
	计算温度/K	实测温度/K	相对误差/%	计算温度/K	实测温度/K	相对误差/%
初始时刻	328.20	332.06	1.16	303.20	302.59	0.20
2 h	287.24	288.02	0.27	280.17	280.55	0.13

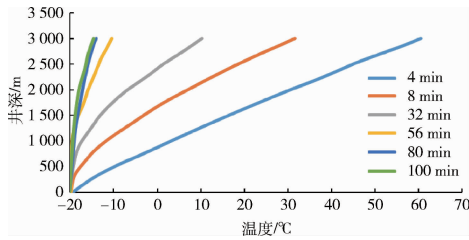


图 2 不同时刻井筒内温度变化

Fig. 2 Temperature variation in wellbore for different time

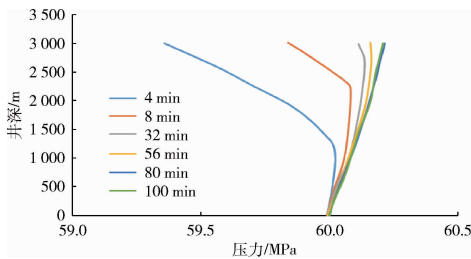


图 3 不同时刻井筒内压力变化

Fig. 3 Pressure variation in wellbore for different time

### 2.3 裂缝内温度压力随时间变化

计算得到不同时刻裂缝内不同位置处的温度和压力分布,分别如图 4 和图 5 所示。

由图 4 和图 5 可见:随着压裂施工的进行,由于地层向二氧化碳传递热量,沿缝长方向,二氧化碳的温度不断升高,同时由于摩阻的存在,压力逐渐降

模型计算值与现场监测值对比见表 2,通过对比发现,模型计算值与现场实测值吻合较好,误差小于 2%,可以满足工程精度要求。

### 2.2 井筒内温度压力随时间变化

根据计算模型,不同时刻井筒内不同位置处的温度和压力值分别如图 2 和图 3 所示。

由图 2 和图 3 可见,随着二氧化碳的注入,井筒内温度迅速下降,100 min 即可达到较稳定的状态。刚注入时,压力逐渐减小,这是因为随着温度的上升,二氧化碳密度逐渐减小,井筒静液柱压力小于井筒摩阻,表现为压力降低;一段时间后,压力呈上升趋势,这是因为伴随着注入液体的冷却作用,井筒温度不断降低,二氧化碳密度不断增加,此时液体静液柱压力大于管柱摩阻,压力表现为上升。在同一深度处,压力值不断增加,这也与温度降低导致液体密度增加有关。

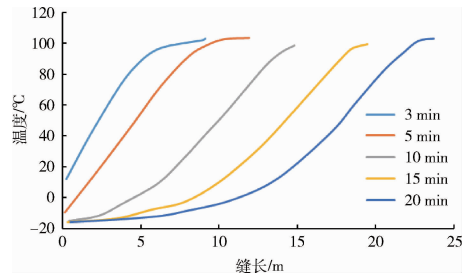


图 4 不同时刻裂缝内温度变化

Fig. 4 Temperature variation in fracture for different time

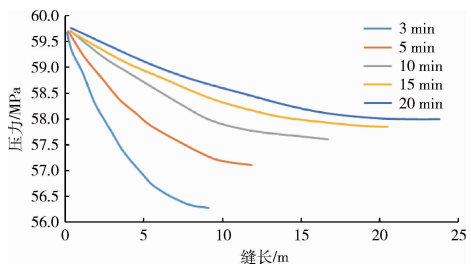


图 5 不同时刻裂缝内压力变化

Fig. 5 Pressure variation in fracture for different time

低;在同一缝长位置,由于不断有低温二氧化碳流过,温度不断降低,密度升高导致井底压力升高;加之缝宽增加,流速减缓,摩阻减小,导致压力升高。

### 2.4 注入排量对温度和压力的影响

当泵注速度不同时,由于地层传热速度及压力

传播过程的差异,也会对温度场造成影响,利用模型计算了泵注排量分别为 3、4、5 m<sup>3</sup>/min 时温度场和压力场的变化情况,如图 6 和图 7 所示。

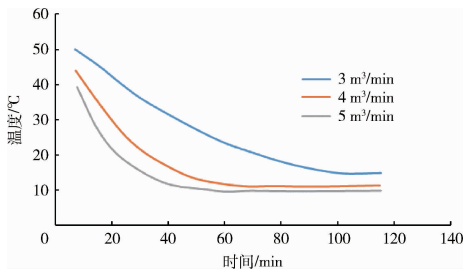


图 6 不同排量对应的井底温度变化

Fig. 6 Bottom-hole temperature variation for different pumping rates

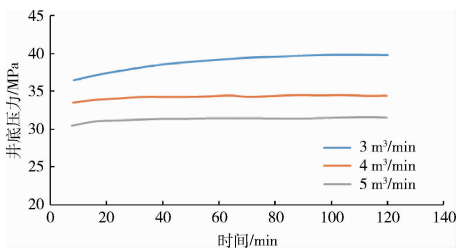


图 7 不同排量对应的井底压力变化

Fig. 7 Bottom-hole pressure variation for different pumping rates

由图 6 和图 7 可知:当泵注速度为 3 m<sup>3</sup>/min 时,96 min 达到稳定,此时井底温度为 14.24 °C;而泵注速度为 5 m<sup>3</sup>/min 时,48 min 即达到稳定,井底温度为 10.12 °C。泵注速度为 3 m<sup>3</sup>/min 时,井底压力为 39.69 MPa;泵注速度为 5 m<sup>3</sup>/min 时,井底压力为 31.46 MPa。泵注速度越大,到达稳定的时间越短,稳定时的温度越低,压力越低。

### 3 结论

综合考虑二氧化碳压裂过程中非稳态传热及二氧化碳物性参数变化对温度、压力场变化的影响,本文对二氧化碳泵注过程中井筒及裂缝的温度压力场建立模型并进行耦合求解,在对模型进行验证的基础上,对二氧化碳泵注过程中的物性参数变化规律进行研究,结论如下:

1)建立了二氧化碳泵注过程中井筒和压裂裂缝内温度压力场模型,并给出了相应的定解条件。将本文计算结果与现场监测数据进行对比,发现二者吻合程度较高,验证了本文计算结果的可靠性。

2)计算了二氧化碳液体注入排量分别为 3、4、5 m<sup>3</sup>/min 时井筒内二氧化碳液体的温度压力分布。泵注排量越大,井筒温度下降越快。排量较小时,压力随深度增加有轻微上升趋势;排量较大时,井筒压力随深度增加下降幅度较大。

3)二氧化碳压裂时,在裂缝延伸方向上,缝内二氧化碳流体温度不断升高,而压力逐渐降低,在同一

位置处,伴随着压裂时间的延长,温度逐渐降低,而压力逐渐升高。

4)不同泵注排量下井筒温度场和压力场变化规律不同。较大的注入排量可以使井底温度更低,且在更短时间达到稳定。同时,排量越大,井底压力越低。

(由于印刷关系,查阅本文电子版请登录:<http://www.paper.edu.cn/journal/zgkjlw.shtml>)

### [参考文献] (References)

- [1] 徐兵威,李雷,何青,等.致密砂岩储层压裂液损害机理探讨[J].断块油气田,2013,20(5):639-643.  
XU B W, LI L, HE Q, et al. Discussion on damage mechanism of fracturing fluid in tight sandstone reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2013, 20(5): 639-643. (in Chinese)
- [2] MAZZA R L. Liquid-free CO<sub>2</sub>/sand stimulations: an overlooked technology-production update [C] // SPE Eastern Regional Meeting. Canton, Ohio: SPE, 2001: SPE-72383-MS.
- [3] RAMEY H J. Wellbore heat Transmission [J]. Journal of Petroleum Technology, 1962, 14(4): 427-435.
- [4] 马火林,任明,郭波,等.有限差分法对储油层温度分布数值模拟研究[J].地热能,2016(5):17-24.  
MA H L, REN M, GUO B, et al. Numerical simulation of reservoir temperature distribution by finite difference method [J]. Geothermal Energy, 2016(5): 17-24. (in Chinese)
- [5] 郭春秋,李颖川.气井压力温度预测综合数值模拟[J].石油学报,2001,22(3):100-104.  
GUO C Q, LI Y C. Comprehensive numerical simulation of pressure and temperature prediction in gas well [J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(3): 100-104. (in Chinese)
- [6] 廖新维,冯积累.深层高压气藏井筒不稳态传热压力温度耦合计算方法[J].石油勘探与开发,2005,32(1):67-69.  
LIAO X W, FENG J L. Pressure-temperature coupling calculation of transient wellbore heat transfer in deep geopressured gas reservoir [J]. Petroleum Exploration & Development, 2005, 32(1): 67-69. (in Chinese)
- [7] EICKMEIER J R, ERSOY D, RAMEY H J. Wellbore temperatures and heat losses during production or injection operations [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1970, 9(2): 115-121.
- [8] LESSEM L B, GREYTOK F, MAROTTA F, et al. A method of calculating the distribution of temperature in flowing gas wells [J]. American Journal of Science, 1957, 210(6): 169-176.
- [9] 兰建平,龚群,徐治国.CO<sub>2</sub>压裂参数对井内温度和压力的影响[J].石油机械,2018,46(11):101-107.  
LAN J P, GONG Q, XU Z G. Effect of CO<sub>2</sub> fracturing parameters on well temperature and pressure [J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(11): 101-107. (in Chinese)

- [10] 窦亮彬,李根生,沈忠厚,等. 注 CO<sub>2</sub> 井筒温度压力预测模型及影响因素研究[J]. 石油钻探技术, 2013(1): 76-81.  
DOU L B, LI G S, SHEN Z H, et al. Wellbore pressure and temperature prediction model and its affecting factors for CO<sub>2</sub> injection wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013(1): 76-81. (in Chinese)
- [11] ICHIM A C, TEODORIU C. Reflections on overall heat transfer coefficient with application to thermal well design [C]// SPE. SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium. Banff, Alberta, Canada; SPE, 2016; SPE-182531-MS.
- [12] NILSON R H, GRIFFITHS S K. Similarity analysis of energy transport in gas-driven fractures [J]. International Journal of Fracture, 1986, 30(2): 115-134.
- [13] 韩布兴. 超临界流体科学与技术[M]. 北京: 中国石化出版社, 2005: 5-20.  
HAN B X. Supercritical fluid science and technology [M]. Beijing: Sinopec Press, 2005: 5-20. (in Chinese)
- [14] 韩晓红, 陈光明, 王勤, 等. 状态方程研究进展[J]. 天然气化工, 2005, 30(5): 52-61.  
HAN X H, CHEN G M, WANG Q, et al. A review on equations of state [J]. Natural Gas Chemical Industry, 2005, 30(5): 52-61. (in Chinese)
- [15] SPAN R, WAGNER W. A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple-point temperature to 1 100 K at pressures up to 800 MPa [J]. Journal of Physical and Chemical Reference Data, 1996, 25(6): 1509-1596.
- [16] VESOVIC V, WAKEHAM W A, OLCHOWY G A, et al. The transport properties of carbon dioxide [J]. Journal of Physical and Chemical Reference Data, 1990, 19(3): 763-808.