

引用格式:罗志锋,张楠林,赵立强,等. 自生固相化学压裂缝内温度分布数值模拟[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 117-123.

Luo Zhifeng, Zhang Nanlin, Zhao Liqiang, et al. Numerical simulation of temperature field in self-generated solid chemical fracturing[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 117-123.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.01.016

自生固相化学压裂缝内温度分布数值模拟

罗志锋¹, 张楠林¹, 赵立强¹, 鲜超¹, 王春雷², 庞琴³

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 中国石油塔里木油田分公司天然气事业部井下作业部, 新疆 库尔勒 841000; 3. 中国石油玉门油田分公司勘探开发研究院, 甘肃 酒泉 735000)

摘要: 自生固相化学压裂中裂缝几何尺寸、相变时机等均与裂缝温度场密切相关。在拟三维裂缝扩展模型的基础上, 建立了缝内温度场模型, 并进行耦合求解, 该模型考虑了自生固相化学压裂液体体系黏度随温度的变化, 并对两相压裂液进行均相处理。通过实例计算, 结果表明: 温度场、压裂液体体系黏度、裂缝几何尺寸之间相互影响; 增加低比热容、高热传导系数的非相变压裂液体积, 有利于提高缝内温度, 使相变压裂液尽快相变, 形成稳定支撑; 根据裂缝内的温度分布情况, 可选用不同相变温度的压裂液体体系, 达到“快速相变、有效支撑”的目的。通过研究, 能够帮助提高自生固相化学压裂材料和工艺设计的针对性。

关键词: 自生固相; 化学压裂; 黏温函数; 温度场; 体积比

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Numerical simulation of temperature field in self-generated solid chemical fracturing

Luo Zhifeng¹, Zhang Nanlin¹, Zhao Liqiang¹, Xian Chao¹, Wang Chunlei², Pang Qin³

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Downhole Operation Department of Natural Gas Division, CNPC Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China; 3. Exploration and Development Research Institute, Yumen Oilfield Branch of CNPC, Jiuquan, Gansu 735000, China)

Abstract: The geometry size of fractures and the time of phase change in chemical fracturing by self-generated solid are closely related to the temperature field of cracks. Based on the pseudo-three-dimensional crack propagation model, a coupled temperature field model of the cracks is established. And its coupling solution is carried out. This model takes into account the variation of viscosity of self-generated solid chemical fracturing fluids with temperature, and applies homogeneous treatment to two-phase fracturing fluids. The practical calculation results show that mutual influence among temperature field, viscosity of fracturing fluid system and fracture geometry. The increase of non-phase-change fracturing fluid accumulation with low specific heat capacity and high heat conduction coefficient is conducive to the improvement of the temperature in the cracks and the rapid phase-change of phase-change fracturing fluid to form stable support. According to the temperature distribution in the cracks, the fracturing fluid system with different phase change temperature can be selected to achieve the purpose of “phase transition in a short time and with effective support”. The research result helps to improve the pertinence of self-generated solid chemical fracturing working fluid system and operation technology design.

Key words: self-generated solid, chemical fracturing, function between viscosity and temperature, temperature field, volume ratio

收稿日期: 2019-06-10。

第一作者简介: 罗志锋(1981—), 男, 博士, 副教授, 主要从事油气藏动态及增产改造理论与技术方面的教学与科研工作。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号, 邮政编码: 610500。E-mail: lzf03429@163.com

通讯作者简介: 赵立强(1957—), 男, 博导, 教授, 主要从事油气藏增产改造理论与技术方面的教学与科研工作。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号, 邮政编码: 610500。E-mail: zhaolq@vip.163.com

基金项目: 国家自然科学基金“缝洞型碳酸盐岩靶向酸压复杂裂缝扩展机理及调控方法研究”(51974264); 国家科技重大专项“四川盆地大型碳酸盐岩气田开发示范工程”(2016ZX05052); 国家科技重大专项“缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率关键技术”(2016ZX05014)。

自生固相化学压裂是利用不混相的两种流体(分别被称为相变压裂液、非相变压裂液)压开并形成一定几何尺寸的人工裂缝,在地层温度的作用下,相变压裂液经过相变转变为固相颗粒,达到支撑水力裂缝的目的,而非相变压裂液占据裂缝中一定空间,施工结束返排,让出的空间作为油气流动通道,从而形成具有高导流能力的人工裂缝^[1-7]。在自生固相化学压裂中形成固相颗粒的控制条件是缝内温度。另外,不同温度下压裂液体系具有不同的黏度值,压裂液体系黏度直接关系到裂缝几何尺寸,裂缝几何尺寸又是计算裂缝温度分布的必要条件,三者之间相互影响。所以温度是该项技术最重要、最基础的影响因素。自1967年Dysart和Whitsitt^[8]根据能量守恒建立了缝内温度变化方程并推导出任意时刻、任意位置处裂缝流体温度的解析式以来,压裂过程中裂缝温度场的研究就进入蓬勃发展期^[9],其中最具有代表性的有:1969年,Wheeler^[10]在考虑滤失速度为常数且缝宽为定值的条件下,提出了一种解析模型,但表达式较复杂,难以应用;1984年,Biot等^[11]运用变分法原理推导了一种计算壁面热流量的热流函数,提出了裂缝温度场的一种数值计算模型,该模型假设的线性温度变化规律不太合理,适用范围受限;20世纪90年代,Kamphuis等^[12]根据物质和能量守恒推导了裂缝、滤失带和油层温度分布式,采用差分法进行求解,模型考虑了缝中流体与岩石壁面间的温度差,较为完善;罗攀登等考虑径向非稳态传热、轴向非稳态对流以及摩擦力、黏滞力的影响,推导出井筒温度、压力方程,结合KDR方法和CO₂物性模型,建立了CO₂压裂过程中井筒和裂缝温度场计算模型^[13]。上述模型大多是建立在二维解析裂缝模型的基础上计算缝内温度场的,不能准确模拟压裂过程中水力裂缝内温度分布,所以,乔继彤等^[14]考虑了压裂液的热传导、热对流和热耗散以及压裂液与岩石之间的热交换,耦合了传热方程和水力压裂三维裂缝扩展模型;Kresse等^[15]耦合传热模型和UFM模型,对体积压裂裂缝温度场进行了模拟研究。在热流固耦合方面:Sun等^[16]利用局部热不平衡理论,建立了耦合的三维数值模型,研究增强地热系统中复杂裂缝内温度分布规律;孙可明等建立了考虑热对流和热传导效应的热流固耦合力学模型,研究高温岩体储留层注水过程中缝网间距对储留层岩体温度的影响规律^[17]。

从国内外水力裂缝温度场的研究成果来看,裂缝温度场的计算由二维裂缝延伸模型逐渐发展为以三维裂缝延伸模型为基础,从裂缝延伸模型和裂缝传热模型分开计算逐渐发展为耦合计算。

自生固相化学压裂过程中裂缝扩展与缝内传热同时进行,相互影响,同时,由于自生固相化学压裂使用的两种流体热力学参数不完全一致,现有模型不能准确反映受两种流体体积比影响的温度场分布。基于能量守恒原理,结合均相流模型^[18],建立缝内流体传热方程,并与拟三维裂缝模型进行耦合^[19],构建自生固相化学压裂拟三维裂缝温度场模型,同时引入了温度对相变压裂液、非相变压裂液黏度的影响,准确反映出在压裂液体系黏度变化下的裂缝几何尺寸。通过实例计算和分析,研究自生固相化学压裂缝内温度场的变化规律。

1 缝内温度分布数学模型

1.1 拟三维裂缝扩展模型

压裂液传热是在裂缝中进行的,通过对拟三维裂缝几何尺寸模型的推导及求解,为后面的压裂液传热模拟提供动态的裂缝几何尺寸,能更合理地计算裂缝温度场。应力对称下的裂缝延伸拟三维控制方程为^[19]:

$$-\frac{\partial q(x,t)}{\partial x} = v_1(x,t) + \frac{\partial A(x,t)}{\partial t} \quad (1)$$

流体滤失量 v_1 可按下式计算^[20]:

$$v_1 = \frac{2h_p C(x,t)}{\sqrt{t-\tau}} \quad (2)$$

式(1)一式(2)中: $q(x,t)$ 为 t 时刻缝内 x 处的流量, m^3/s ; x 为缝长方向位置, m ; $v_1(x,t)$ 为 t 时刻缝内 x 处流体滤失量, m^2/s ; $A(x,t)$ 为 t 时刻缝内 x 处裂缝横截面积, m^2 ; t 为施工时间, s ; h_p 为裂缝高度, m ; $C(x,t)$ 为 t 时刻缝内 x 处流体滤失系数, $\text{m}/\text{s}^{0.5}$; τ 为流体到达裂缝 x 处的时间, s 。

简化的缝中流体压降方程^[21]:

$$\frac{\partial p(x,0,t)}{\partial x} = -\frac{64\mu_r q(x,t)}{\pi h(x,t)w_f(x,0,t)^3} \quad (3)$$

式中: $p(x,0,t)$ 为 t 时刻裂缝中 x 处的压力,MPa; μ_r 为压裂液黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; $h(x,t)$ 为裂缝中 x 处的缝高, m ; $w_f(x,0,t)$ 为 t 时刻裂缝中 x 处半裂缝宽度, m 。

裂缝宽度方程^[9]:

$$w_f(x, z, t) = \frac{8(1-\nu^2)h(x, t)}{\pi E} \int_{\eta_i}^1 \frac{\tau d\tau}{\sqrt{\tau^2 - \eta_i^2}} \int_0^\tau \frac{p(z) dz}{\sqrt{\tau^2 - z^2}} \quad (4)$$

$$\text{其中, } \eta_i = \frac{z}{h(x, t)/2}$$

式中: $w_f(x, z, t)$ 为缝长 x 缝高 z 处的裂缝宽度, m; z 为缝高方向位置, m; ν 为泊松比; E 为弹性模量, MPa; $p(z)$ 为缝高位置 z 处的净压力, MPa。

裂缝高度方程^[19]:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{1}{H} \left(\frac{K_c}{2\sqrt{\pi H}} - \frac{2}{\pi} \Delta s \frac{f}{\sqrt{1-f^2}} \right) \frac{dH}{dx} \quad (5)$$

式中: H 为裂缝半高, m; K_c 为应力强度因子, $\text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$; Δs 为应力差, MPa; f 为油层厚度与裂缝高度之比。

1.2 裂缝传热模型

图1为自生固相化学压裂温度场物理模型, 裂缝中充满两种非混相流体, 分别为相变压裂液(流体1)、非相变压裂液(流体2), 两种流体存在流体界面。 T_{in} 为注入流体的温度, u 为注入速度, T_f 为裂缝中温度, T_{res} 为原始地层温度。假设地层岩石的热物理性质不随时间和温度发生变化, 只考虑垂直缝壁方向上的热交换, 忽略缝长方向上的热交换。

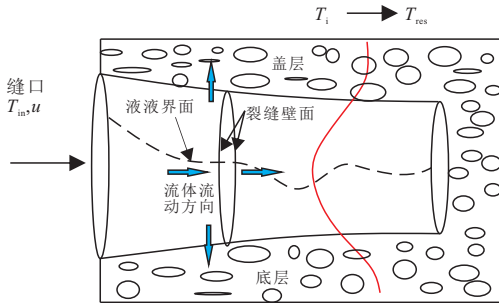


图1 自生固相化学压裂温度场物理模型

Fig. 1 Physical model of temperature field for in-situ generated proppant fracturing

裂缝内压裂液的流动伴随着动态的传质、传热过程, 裂缝壁上缝内流体滤失进入地层, 同时热量向缝内传递。

缝中液体能量方程^[22]:

$$\frac{\partial T_f}{\partial t} = -\nabla v(T_f) + \frac{2\alpha}{(\rho C)_m w} (T_{rw} - T_f) \quad (6)$$

与现有压裂温度场模型不同的是, 常规模型都是只考虑单一流体的热交换, 而在该文中, 相变压裂液体系由相变压裂液、非相变压裂液组成, 其热力学参数取二者的加权平均值:

$$(\rho C)_m = \rho_1 C_{1f} + \rho_2 C_{2f} \quad (7)$$

式(6)一式(7)中: T_f 为缝中液体温度, $^{\circ}\text{C}$; v 为缝中液体流速, m/s; α 为换热系数, $\text{J}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$; w 为裂缝平均宽度, m; T_{rw} 为裂缝壁面温度, $^{\circ}\text{C}$; ρ_1 、 ρ_2 分别为相变压裂液、非相变压裂液密度, kg/m^3 ; C_{1f} 、 C_{2f} 分别为相变压裂液、非相变压裂液比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; f_1 、 f_2 分别为相变压裂液、非相变压裂液体积分。

由于压裂过程中热对流作用大于热传导, 可忽略缝长、缝高方向的热传导。

滤失带能量方程^[23]:

$$\frac{\partial T_{rw}}{\partial t} = \frac{1}{\delta} \left[\frac{(\rho C)_m v_1}{(\rho C)_{ef} h_p} (T_f - T_{rw}) + \frac{\lambda_{ef}}{(\rho C)_{ef}} \frac{\partial T_f}{\partial y} \right]_{y=0} + \frac{\alpha}{(\rho C)_{ef}} (T_f - T_{rw}) \quad (8)$$

其中, $(\rho C)_{ef} = \phi(\rho C)_m + (1-\phi)\rho_r C_r$;

$$\lambda_{ef} = \phi(\lambda_{r1} f_1 + \lambda_{r2} f_2) + (1-\phi)\lambda_r$$

式中: δ 为滤失带深度, m; ϕ 为储层平均孔隙度; ρ_r 为储层岩石密度, kg/m^3 ; C_r 为储层岩石比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; λ_{r1} 、 λ_{r2} 分别为两种压裂液的热传导系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$; λ_r 为岩石的热传导系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$; T_r 为储层岩石温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

岩石能量方程^[22]:

$$(\rho C)_{ef} \frac{\partial T_r}{\partial t} = \lambda_{ef} \nabla^2 (T_r) - (\rho C)_m \frac{v_1}{h_p} \frac{\partial T_f}{\partial y} \quad (9)$$

1.3 初始条件和边界条件

压裂前裂缝内各点的温度为原始地层温度。在化学压裂过程中, 注入排量恒定, 裂缝顶部和底部(即 $y=0$ 和 $y=h$ 处)无压裂液流动, 裂缝出口端的压力为地层压力, 裂缝入口端的压裂液温度为井底压裂液的温度。

1) 初始条件

$$T_f(x, y, t) = T_{res}(t=0, x \geq 0, y \geq 0) \quad (10)$$

式中: T_{res} 为原始地层温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

2) 边界条件

$$\begin{cases} q(x, t) = q_{in}, \forall t, x = 0 \\ T_f(x, t) = T_{wf}, \forall t, x = 0 \\ T_r(x, y, t) = T_{res}, \forall x, \forall t, y \rightarrow \infty \end{cases} \quad (11)$$

式中: q_{in} 为缝口注入排量, m^3/min ; T_{wf} 为井底处压裂液体系的温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

1.4 模型求解

建立的拟三维裂缝延伸模型由连续性方程、压

降方程、裂缝宽度方程及裂缝高度方程组成,4个主体方程相互影响,不能直接求出解析解,需结合边界条件,采用适当的迭代算法进行求解,在每一时间步计算出裂缝几何尺寸后,利用温度场差分离散的数值方程求解温度分布,更新流体黏度,再进行下一步的计算,直到施工结束,计算流程见图2。

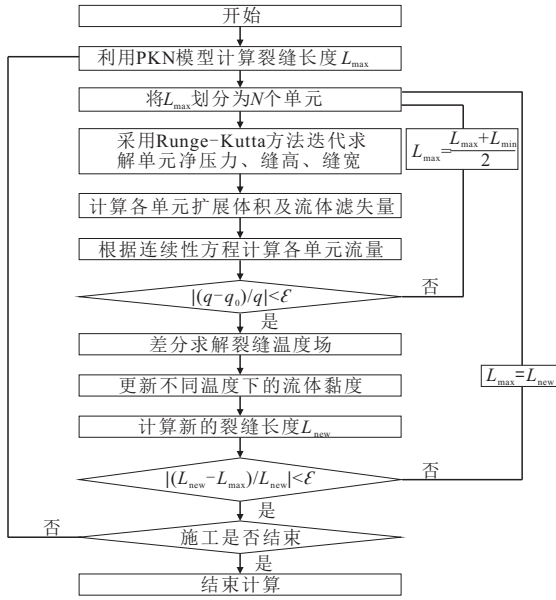


图2 缝内温度分布数学模型求解流程
(L_{\min} 为前一时间步裂缝长度)

Fig. 2 Mathematical model solving process of temperature distribution (L_{\min} is the length of fracture in previous step)

对裂缝内液体能量方程(6)进行差分离散:

$$\frac{T_{i,j}^{n+1} - T_{i,j}^n}{\Delta t} = -v_i^{n+1} \frac{T_{i+1,j}^{n+1} - T_{i,j}^{n+1}}{\Delta x} + \frac{2\alpha_i^{n+1}}{(\rho C)_m w_i^{n+1}} (T_{rwi,j}^{n+1} - T_{i,j}^{n+1}) \quad (12)$$

对滤失带能量方程(7)进行差分离散:

$$\frac{T_{rwi,j}^{n+1} - T_{rwi,j}^n}{\Delta t} = \frac{1}{\delta_i^{n+1}} \left[\frac{(\rho C)_m v_{li}^{n+1}}{(\rho C)_{ef} h_p} (T_{fi,j}^{n+1} - T_{rwi,j}^{n+1}) + \frac{\lambda_{ef} (T_{res} - T_{fi,j}^{n+1})}{(\rho C)_{ef} \sqrt{\pi D(t-\tau)}} \frac{\exp(-C^2/D)}{1 + \operatorname{erf}(C/\sqrt{D})} + \frac{\alpha_i^{n+1}}{(\rho C)_{ef}} (\alpha_i^{n+1}) \right] \quad (13)$$

对近缝带岩石能量方程(8)进行差分离散:

$$\frac{T_{i,j}^{n+1} - T_{i,j}^n}{\Delta t} = \frac{\lambda_{ef}}{(\rho C)_{ef}} \frac{1}{2} \left[\frac{T_{i,j+1}^n - T_{i,j}^n}{\Delta y} - \frac{T_{i,j}^n - T_{i,j-1}^n}{\Delta y} + \frac{T_{i,j+1}^{n+1} - T_{i,j}^{n+1}}{\Delta y} - \frac{T_{i,j}^{n+1} - T_{i,j-1}^{n+1}}{\Delta y} \right] - \frac{(\rho C)_m}{(\rho C)_{ef}} \times \frac{v_{li}^{n+1}}{h_p} \frac{1}{2} \left[\frac{T_{i,j+1}^n - T_{i,j-1}^n}{2\Delta y} + \frac{T_{i,j+1}^{n+1} - T_{i,j-1}^{n+1}}{2\Delta y} \right] \quad (14)$$

式(14)等号两边同时乘以 Δt , 并将 t 和 $t+1$ 时间项整理到等式两边:

$$\left[\frac{(\rho C)_m v_{li}^{n+1} \Delta t}{4(\rho C)_{ef} \Delta y h_p} - \frac{\lambda_{ef} \Delta t}{2(\rho C)_{ef} \Delta y^2} \right] T_{i,j-1}^{n+1} + \left[1 + \frac{\lambda_{ef} \Delta t}{(\rho C)_{ef} \Delta y^2} \right] T_{i,j}^{n+1} + \left[\frac{(\rho C)_m v_{li}^{n+1} \Delta t}{4(\rho C)_{ef} \Delta y h_p} - \frac{\lambda_{ef} \Delta t}{2(\rho C)_{ef} \Delta y^2} \right] T_{i,j+1}^{n+1} = \left[\frac{(\rho C)_m v_{li}^{n+1} \Delta t}{4(\rho C)_{ef} \Delta y h_p} + \frac{\lambda_{ef} \Delta t}{2(\rho C)_{ef} \Delta y^2} \right] T_{i,j-1}^n + \left[1 - \frac{\lambda_{ef} \Delta t}{(\rho C)_{ef} \Delta y^2} \right] T_{i,j}^n + \left[\frac{\lambda_{ef} \Delta t}{2(\rho C)_{ef} \Delta y^2} - \frac{(\rho C)_m v_{li}^{n+1} \Delta t}{4(\rho C)_{ef} \Delta y h_p} \right] T_{i,j+1}^n \quad (15)$$

$$\text{令 } AAr = \frac{(\rho C)_m v_{li}^{n+1} \Delta t}{4(\rho C)_{ef} \Delta y h_p}, \quad BBr = \frac{\lambda_{ef} \Delta t}{(\rho C)_{ef} \Delta y^2}, \quad \text{则式}$$

(15)可以写为:

$$-(AAr + BBr)T_{i,j-1}^{n+1} + (1 + 2BBr)T_{i,j}^{n+1} + (AAr - BBr)T_{i,j+1}^{n+1} = (AAr + BBr)T_{i,j-1}^n + (1 - 2BBr)T_{i,j}^n + (BBr - AAr)T_{i,j+1}^n \quad (16)$$

在已知近缝带地层内边界(裂缝壁面)温度时,采用追赶法可对上式进行求解。

2 实例分析

利用已建立的化学压裂裂缝温度场模型,结合算例进行模拟计算。模拟所用主要数据见表1。

相变压裂液和非相变压裂液在不同温度下具有不同的黏度,测定不同温度下二者的黏度值,拟合得到黏温关系函数见表1。

2.1 温度对裂缝几何尺寸的影响

分别计算裂缝温度恒定为地层温度、平均温度(注入温度与地层温度算数平均值)以及考虑温度沿缝长方向非稳态变化条件下的缝内温度场分布和裂缝几何尺寸,裂缝内温度分布见图3,裂缝高度、裂缝宽度见图4。

图3表明,在化学压裂过程中,沿裂缝长度方向温度逐渐升高,裂缝前缘温度接近地层原始温度,裂

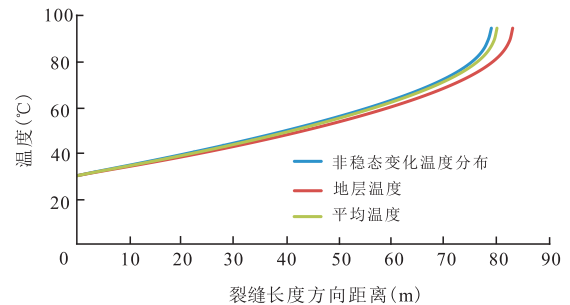
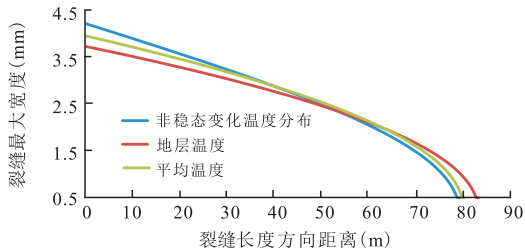


图3 不同计算条件下裂缝温度分布

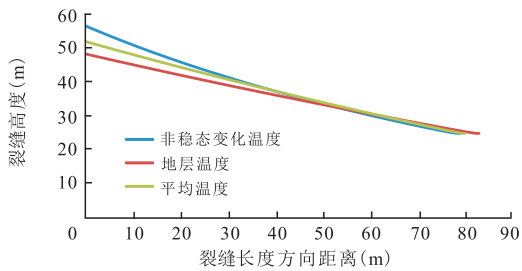
Fig. 3 Fracture temperature distribution under different calculation conditions

表1 模拟基础参数
Table 1 Simulated basic parameters

参数	数值	参数	数值	
施工排量(m ³ /min)	5	岩石杨氏模量(GPa)	30	
施工时间(min)	50	泊松比	0.2	
原始地层温度(°C)	95	岩石热传导系数[W/(m·K)]	5.2	
注入流体温度(°C)	30	岩石比热容[J/(kg·K)]	999	
储层厚度(m)	30	岩石密度(kg/m ³)	2 650	
地层原油密度(kg/m ³)	840	综合滤失系数(m/min ^{0.5})	0.002	
原油比热容[J/(kg·K)]	1 980	孔隙度	0.2	
原油热传导系数[W/(m·K)]	0.339	密度(kg/m ³)	相变压裂液 1 100 非相变压裂液 1 050	
比热容[J/(kg·K)]	相变压裂液	4 180	体积分数	相变压裂液 0.5 非相变压裂液 0.5
	非相变压裂液	1 200	黏温关系	相变压裂液 $\mu=626.5T^{-0.911}$ (20≤T≤120)
热传导系数[W/(m·K)]	相变压裂液	0.38		非相变压裂液 $\mu=379.16T^{-0.546}$ (20≤T≤120)
	非相变压裂液	0.65		



a. 温度对压裂缝宽的影响



b. 温度对压裂缝高的影响

图4 温度对裂缝几何尺寸的影响

Fig. 4 Effect of temperature on fracture size

缝入口温度接近注入流体温度,因此,可以按照不同的温度情况,把裂缝分为若干区域,针对每一区域,可选用不同相变温度的压裂液体系,达到“快速相变、有效支撑”的目的。

考虑缝内温度在缝长方向上非稳态变化时,相变压裂液和非相变压裂液组成的压裂液体系在缝长方向上具有不同的黏度值,导致计算得到的裂缝长度比地层温度、平均温度条件下计算的缝长小,在缝口处裂缝高度、裂缝宽度较大,在裂缝前缘,裂缝高度、裂缝宽度较小。不同条件下计算得到的缝长、最大缝高、最大缝宽见表2。

表2 不同条件下裂缝几何尺寸
Table 2 Fracture size under different conditions

计算条件	缝长(m)	最大缝高(m)	最大缝宽(mm)
非稳态变化温度	79.14	56.43	4.2
地层温度	83.22	48.17	3.7
平均温度	80.23	51.82	3.9

从不同计算条件下裂缝几何尺寸来看,温度对压裂液体系黏度影响较大,进而影响裂缝几何尺寸,考虑温度变化对压裂液体系黏度的影响,能够更加真实、准确地反映水力裂缝拟三维延伸过程。

2.2 排量对温度场的影响

图5、图6为定液量250 m³,不同施工排量下(q=2,4,6,8 m³/min)缝内压裂液的温度、缝高、缝宽分布曲线。

在大排量下,容易形成更长、更宽的水力裂缝,裂缝入口端温度受排量影响较小,在前40 m范围内温度变化不大,分布在30~50 °C,超过40 m后,受水

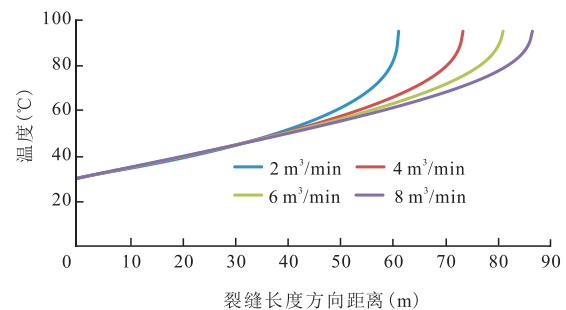


图5 排量对缝内温度的影响

Fig. 5 Effect of displacement on fracture temperature

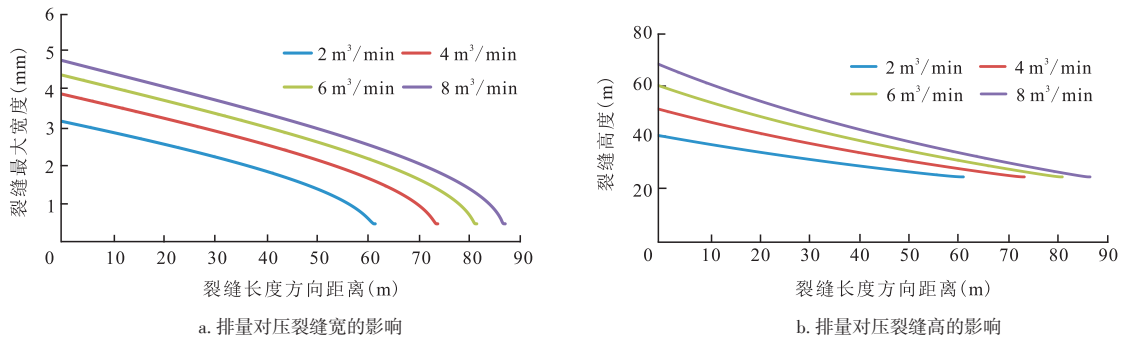


图6 排量对裂缝几何尺寸的影响

Fig. 6 Effect of displacement on fracture size

力裂缝尺寸,以及边界条件的影响,小排量下的水力裂缝内温度迅速升高,而大排量下的缝内温度上升幅度较小。

2.3 体积比对温度场的影响

由于两相液体热物性参数具有较大差异,因而其用量比也是影响缝内温度场的主要因素之一。图7为定排量 $5 \text{ m}^3/\text{min}$,液量 250 m^3 下,不同体积比(相变压裂液体积:非相变压裂液体积=1:0.5、1:1、1:2)条件下缝内温度分布曲线,图8为不同体积比条件下裂缝几何尺寸。

体积比对裂缝几何尺寸影响较小,但对缝内温度影响较大。比热容较大、热传导系数较小的相变

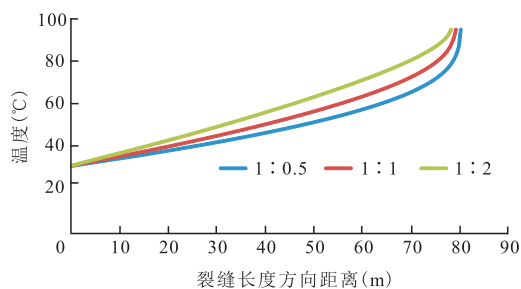
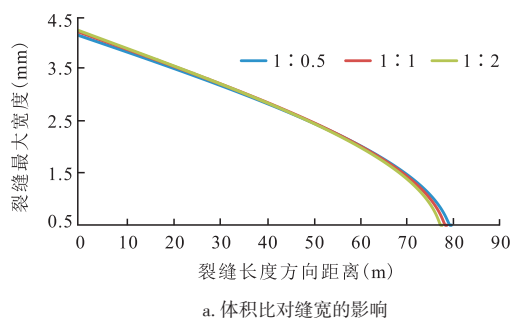
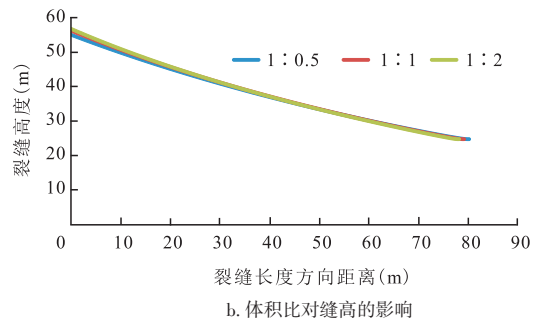


图7 体积比对缝内压裂液温度的影响

Fig. 7 Effect of volume ratio on temperature



a. 体积比对缝宽的影响



b. 体积比对缝高的影响

图8 体积比对裂缝几何尺寸的影响

Fig. 8 Effect of volume ratio on fracture size

压裂液体积越小,将同样体积的相变压裂液体积加热到某一温度所需热量就越少,裂缝前缘温度呈现缓慢上升趋势,缝内温度曲线平缓变化,缝内温度整体较高,反之裂缝前缘温度上升越快,裂缝前缘温度曲线越陡峭。

3 结论与建议

1) 在拟三维裂缝模型的基础上建立了缝内温度场模型,并进行耦合求解。结果表明,裂缝几何尺寸、缝内温度场分布相互影响,在模拟计算缝内温度场、裂缝几何尺寸时,必须同时考虑二者相互关系。

2) 施工排量、体积比对缝内温度分布具有显著影响。受水力裂缝尺寸、边界条件的影响,小排量下水力裂缝前缘温度迅速升高,而大排量下的裂缝前缘温度上升速度较慢;相变压裂液体积越小,裂缝前缘温度缓慢上升,缝内温度平缓变化,温度整体较高,反之裂缝前缘温度上升越快,裂缝前缘温度曲线越陡峭。

3) 在化学压裂过程中,沿裂缝长度方向温度逐渐升高,裂缝前缘温度接近地层原始温度,裂缝入口温度接近注入流体温度,按照不同的温度区间,把裂

缝分为若干段,针对每一段,可选用不同相变温度的压裂液体系,以达到提高支撑效果的目的。

参考文献

- [1] Luo Z F, Zhang N L, Zhao L Q, et al. Thermoresponsive in situ generated proppant based on liquid-solid transition of a supramolecular self-propping fracturing fluid[J]. *Energy & Fuels*, 2019, 33(11): 10659-10666.
- [2] Zhao L Q, Yang Y, Du G Y, et al. Phase-change fracturing fluid for phase change fracturing: US10364388B2[P]. 2019-07-30.
- [3] Zhao L Q, Yang Y, Luo Z F, et al. Phase-change hydraulic fracturing process: US10301919B2[P]. 2019-05-28.
- [4] 杨勇,赵立强,余东合,等.一种相变水力压裂工艺: CN105971579B[P].2018-05-08.
Yang Yong, Zhao Liqiang, Yu Donghe, et al. A phase change hydraulic fracturing process: CN105971579b[P]. 2018-05-08.
- [5] 杜光焰,杨勇,赵立强,等.一种用于相变压裂的相变压裂液体系:CN106190086B[P].2019-02-05.
Du Guangyan, Yang Yong, Zhao Liqiang, et al. A phase change fracturing fluid system for phase change fracturing: CN106190086b[P]. 2019-02-05
- [6] 陈一鑫.一种新型自支撑压裂技术实验研究[D].成都:西南石油大学,2017.
Chen Yixin. Experimental study on a new type of self supporting fracturing technology[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [7] Zhao L Q, Chen Y X, Du J, et al. Experimental study on a new type of self-propping fracturing technology[J]. *Energy*, 2019, 183: 249-261.
- [8] Dysart G R, Whitsitt N F. Fluid temperature in fractures[C]// paper SPE-1902-MS presented at the Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 1-4 October, 1967, New Orleans, Louisiana, USA.
- [9] 袁学浩,姚艳斌,甘泉,等.TOUGH-FLAC^{3D}热流固耦合模拟煤储层水力压裂过程[J].石油与天然气地质,2018,39(3): 611-619.
Yuan Xuehao, Yao Yanbin, Gan Quan, et al. Investigation of hydraulic fracturing process in coal reservoir by a coupled thermo-hydro-mechanical simulator TOUGH-FLAC^{3D}[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(3): 611-619.
- [10] Wheeler J A. Analytical calculations for heat transfer from fractures[C]// paper SPE-2494-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, 13-15 April, 1969, Tulsa, Oklahoma, USA.
- [11] Biot M A, Masse L, Medlin W L. Temperature analysis in hydraulic fracturing[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, 39(11): 1389-1397.
- [12] Kamphuis H, Davies D, Roodhart L. A new simulator for the calculation of the in situ temperature profile during well stimulation fracturing treatments[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1993, 32(5): 46-54.
- [13] 罗攀登,李涵宇,翟立军,等.塔河油田超临界CO₂压裂井筒与裂缝温度场[J].断块油气田,2019,26(2):225-230.
Luo Pandeng, Li Hanyu, Zhai Lijun, et al. Supercritical CO₂ fracturing wellbore and fracture temperature field in Tahe Oilfield[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2019, 26(2): 225-230.
- [14] 乔继彤,张若京,姚飞,等.水力压裂的二维温度场分析[J].同济大学学报(自然科学版),2000,28(4):434-437.
Qiao Jitong, Zhang Ruojing, Yao Fei, et al. Study of two-dimensional temperature distribution in hydraulic fracturing[J]. *Journal of Tongji University(Natural Science Edition)*, 2000, 28(4): 434-437.
- [15] Kresse O, Weng X W, Cohen C E. Influence of fracturing fluid and reservoir temperature on production for complex hydraulic fracture network in shale gas reservoir[C]// paper SPE-167097-MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition- Asia Pacific, 11- 13 November, 2013, Brisbane, Australia.
- [16] Sun Z X, Xin Y, Yao J, et al. Numerical investigation on the heat extraction capacity of dual horizontal wells in enhanced geothermal systems based on the 3-D THM model[J]. *Energies*, 2018, 11(2): 280.
- [17] 孙可明,张宇.缝网间距对高温岩体储留层温度影响规律模拟[J].吉林大学学报(地球科学版),2019,49(6):1723-1731.
Sun Keming, Zhang Yu. Simulation of influence of fracture-network spacing on temperature of HDR geothermal reservoir[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2019, 49(6): 1723-1731.
- [18] 邢淦民.基于流型的气液两相流管道振动机理研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2013.
Xing Ganmin. Research of vibration mechanism of pipeline conveying gas-liquid two-phase flow based on flow pattern[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2013.
- [19] 薛衡,黄祖熹,赵立强,等.考虑岩矿非均质性的前置液酸压模拟研究[J].天然气工业,2018,38(2):59-66.
Xue Heng, Huang Zuxi, Zhao Liqiang, et al. A simulation study on the preflush acid fracturing considering rock heterogeneity [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(2): 59-66.
- [20] Palmer I D, Carroll H B. Three-dimensional hydraulic fracture propagation in the presence of stress variations[J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1983, 23(6): 870-878.
- [21] 赵金洲,李勇明,王松,等.天然裂缝影响下的复杂压裂裂缝网络模拟[J].天然气工业,2014,34(1):68-73.
Zhao Jinzhou, Li Yongming, Wang Song, et al. Simulation of complex fracture network influence by natural fracture[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(1): 68-73.
- [22] 鲜超.自生固相化学压裂温度场模拟研究[D].成都:西南石油大学,2018.
Xian Chao. Study on the temperature of self-generated solid phase chemical fracturing[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [23] 王鸿勋,张士诚.水力压裂设计数值计算方法[M].北京:石油工业出版社,1998.
Wang Hongxun, Zhang Shicheng. Numerical calculation method of hydraulic fracturing design[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.

(编辑 李青)