

# “注入—压裂—返排”全过程的 CO<sub>2</sub> 相态特征

## ——以鄂尔多斯盆地神木气田致密砂岩气藏 SH52 井为例

汤 勇<sup>1</sup> 胡世莱<sup>1</sup> 汪 勇<sup>1</sup> 叶 亮<sup>2,3</sup> 丁 勇<sup>2,3</sup> 杨光宇<sup>1</sup> 李荷香<sup>4</sup> 苏印成<sup>4</sup>

1. “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·西南石油大学 2. 中国石油长庆油田公司油气工艺研究院

3. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室 4. 中国石油华北油田公司第二采油厂

**摘 要** 为了准确预测压裂过程中流体的相态变化,有效指导矿场 CO<sub>2</sub> 压裂施工设计,以鄂尔多斯盆地神木气田致密砂岩气藏 SH52 井为例,基于商业软件 CMG,建立井筒—地层耦合数值模拟模型,通过对该井的压裂施工动态进行拟合,获得了可靠的数值模拟模型。在此基础上,对 CO<sub>2</sub> 注入—压裂—返排的全过程进行模拟,研究 CO<sub>2</sub> 压裂全过程的流体相态变化特征,以及压裂工艺参数对注入期末井底压力、温度和流体高压物性的影响。研究表明:① CO<sub>2</sub> 从注入到返排的压裂全过程,经历了“液态—超临界态—液态—气态”的相变过程,在注入、造缝和裂缝扩张的过程中,CO<sub>2</sub> 由液态转变为超临界态,且密度变化显著,介于 800~1 100 kg/m<sup>3</sup>;② CO<sub>2</sub> 注入期末,随 CO<sub>2</sub> 总量的增加,井底温度逐渐降低,而井底压力、井底 CO<sub>2</sub> 密度和黏度逐渐增加;③ CO<sub>2</sub> 排量对井底压力、温度及 CO<sub>2</sub> 密度、黏度的影响规律与 CO<sub>2</sub> 总量对其的影响规律总体相似,只是 CO<sub>2</sub> 排量对井底压力的影响程度更大;④ 当 CO<sub>2</sub> 总量大于 400 m<sup>3</sup>、排量大于 4 m<sup>3</sup>/min 后,二者对井底压力、温度和 CO<sub>2</sub> 密度、黏度的影响不再显著。结论认为:所建模型实现了对 CO<sub>2</sub> 压裂过程中流体相态变化特征的准确预测且拟合精度较高、2019-0 模型质量可靠,该研究成果为 CO<sub>2</sub> 压裂施工设计的优化提供了技术支撑。

**关键词** CO<sub>2</sub> 压裂 相态特征 全过程 工艺参数 致密砂岩气藏 神木气田 鄂尔多斯盆地

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2019.09.007

### Phase behaviors of CO<sub>2</sub> in the whole process of injection–fracturing–flowback: A case study of Well SH52 in a tight sandstone gas reservoir of the Shenmu Gas Field, Ordos Basin

Tang Yong<sup>1</sup>, Hu Shilai<sup>1</sup>, Wang Yong<sup>1</sup>, Ye Liang<sup>2,3</sup>, Ding Yong<sup>2,3</sup>, Yang Guangyu<sup>1</sup>, Li Hexiang<sup>4</sup> & Su Yincheng<sup>4</sup>

(1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation//Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Oil and Gas Technology Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 3. National Engineering Laboratory of Low-permeability Oil & Gas Exploration and Development, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 4. No.2 Oil Production Plant, PetroChina Huabei Oilfield Company, Bazhou, Hebei 065709, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 39, ISSUE 9, pp.58-64, 9/25/2019. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** In order to accurately predict the phase change of fluids in the process of fracturing and provide effective guidance for the design of field CO<sub>2</sub> fracturing, this paper took Well SH52 in a tight sandstone gas reservoir of the Shenmu Gas Field, Ordos Basin, as an example to establish a wellbore–formation coupling numerical simulation model using the commercial software CMG. Then, a reliable numerical simulation model was obtained by fitting the fracturing performance of Well SH52. Finally, the whole process of CO<sub>2</sub> injection–fracturing–flowback was simulated, and the phase behavior of fluids in the whole process of CO<sub>2</sub> fracturing and the effects of fracturing technological parameters on the bottom-hole pressure, temperature and fluid PVT at the end of CO<sub>2</sub> injection were investigated. And the following research results were obtained. First, in the whole fracturing process from injection to flowback, CO<sub>2</sub> undergoes a phase change process of “liquid state–supercritical state–liquid state–gas state”. In the process of CO<sub>2</sub> injection, fracture initiation and fracture extension, CO<sub>2</sub> changes from the liquid state to the supercritical state and its density changes greatly in the range of 800–1 100 kg/m<sup>3</sup>. Second, at the end of CO<sub>2</sub> injection, with the increase of the total CO<sub>2</sub>, the bottom-hole temperature decreases gradually, while the bottom-hole pressure and the bottom-hole CO<sub>2</sub> density and viscosity increase gradually. Third, CO<sub>2</sub> displacement rate is overall similar to the total CO<sub>2</sub> in the influential laws on the bottom-hole temperature, pressure, CO<sub>2</sub> density and CO<sub>2</sub> viscosity, except that the influence of CO<sub>2</sub> displacement rate on the bottom-hole pressure is greater. Fourth, when the total CO<sub>2</sub> is more than 400 m<sup>3</sup> or the CO<sub>2</sub> displacement rate is more than 4 m<sup>3</sup>/min, their influences on the bottom-hole temperature, pressure, CO<sub>2</sub> density, and CO<sub>2</sub> viscosity are no longer obvious. In conclusion, by virtue of this proposed model, the phase behavior of fluids in the process of CO<sub>2</sub> fracturing can be predicted accurately with higher fitting precision. It is indicated that this model is reliable. And the research results provide a technical support for optimizing the design of CO<sub>2</sub> fracturing.

**Keywords:** CO<sub>2</sub> fracturing; Phase behavior; Whole process; Technological parameters; Tight sandstone gas reservoir; Shenmu Gas Field; Ordos Basin

**基金项目:** 四川省省属高校科研创新团队建设计划项目“温室气体二氧化碳埋存与资源化利用”(编号:16TD0010)、四川省科技计划项目“特低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱微观渗流理论及影响机制研究”(编号:2019YJ0423)。

**作者简介:** 汤勇, 1975 年生, 教授, 博士研究生导师, 博士; 主要从事油气相态理论及测试、气田及凝析气田开发、注气提高采收率、CO<sub>2</sub> 地质埋存等方面的研究工作。地址:(610500) 四川省成都市新都区新都大道 8 号。ORCID: 0000-0002-2750-2225。E-mail: tangyong2004@126.com

## 0 引言

为了实现 CO<sub>2</sub> 的高效利用和地质埋存,除了通过 CO<sub>2</sub> 气驱来提高油气采收率<sup>[1-2]</sup>外,CO<sub>2</sub> 压裂也是另一种重要的方式<sup>[3-4]</sup>。较之于常规水力压裂,CO<sub>2</sub> 压裂具有无水相、无残渣、易返排、对储层的伤害小、起裂压力低、易形成复杂缝网和裂缝导流能力高等优点<sup>[5-7]</sup>。但受地层温度、重力、二氧化碳摩擦阻力和压裂裂缝扩张、闭合等因素的影响,在压裂过程中 CO<sub>2</sub> 的相态变化十分复杂<sup>[8-9]</sup>,因此难以准确预测压裂全过程中 CO<sub>2</sub> 相态变化,致使压裂工艺参数设计难度大,压裂效果控制困难。王瑞和等<sup>[10]</sup>基于稳态传热模型分析了井筒中 CO<sub>2</sub> 的温度压力变化规律;陆友莲等<sup>[11]</sup>、吕欣润等<sup>[12-13]</sup>通过迭代计算预测了非稳态条件下井筒中 CO<sub>2</sub> 的相变规律,发现压裂初期因地层与 CO<sub>2</sub> 间的热交换而引起流体大幅膨胀,使得井底压力大幅波动;吴晓东等<sup>[14]</sup>、郭建春等<sup>[15-16]</sup>考虑 CO<sub>2</sub> 的温度、压力及热物性参数之间的影响,对井筒中 CO<sub>2</sub> 的传热规律及相态特征进行了研究;孙小辉等<sup>[17]</sup>、王金堂等<sup>[18]</sup>研究了超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝温度场的变化规律,在超临界 CO<sub>2</sub> 高滤失下,受节流效应的影响,裂缝中的 CO<sub>2</sub> 有明显的降温过程,直接影响 CO<sub>2</sub> 的相态变化。尽管前人在 CO<sub>2</sub> 相态变化的预测上做了一些研究工作,但理论研究结果与实际施工数据的对比分析较少,并且缺少对“注入—压裂—返排”全过程的 CO<sub>2</sub> 相态特征研究,难以有效指导矿场的压裂施工设计。

为了确保 CO<sub>2</sub> 压裂施工的效果,实现压裂过程中对流体相态变化的准确预测,以鄂尔多斯盆地神木气田致密砂岩气藏 SH52 井为例,基于商业软件 CMG,建立井筒—地层耦合数值模拟模型,通过对该井的压裂施工动态进行拟合获得可靠的数值模拟模型。在此基础上,对 CO<sub>2</sub> “注入—压裂—返排”的全过程进行模拟,研究 CO<sub>2</sub> 压裂全过程的流体相态变化特征,进而研究压裂工艺参数对注入期末井底压力、温度和流体高压物性的影响。

## 1 井筒传热及流体相态理论模型

### 1.1 井筒传热非稳态理论模型

CO<sub>2</sub> 压裂施工主要包括地面罐储、井口增压、井筒流动、井底压裂、裂缝扩张、降压返排等 6 个阶段,其中 CO<sub>2</sub> 的相态变化主要发生在后 5 个阶段。CO<sub>2</sub> 的相态会在液态、超临界态和气态之间转化,CO<sub>2</sub> 的

密度、黏度等高压物性参数随温度、压力的改变而发生剧烈变化。因此,CO<sub>2</sub> 的高压物性参数需要对应压裂的各个阶段分别进行计算。

由于 CO<sub>2</sub> 的压裂施工时间较短,以 Ramey 模型<sup>[19]</sup>为基础的“稳态+非稳态”传热模型<sup>[20]</sup>应用到压裂过程中井筒流体的非稳态传热模拟时适应性较差,因此,对于 CO<sub>2</sub> 压裂的井筒传热一般采用非稳态传热模型进行计算<sup>[9,11]</sup>。井筒流体的温度、压力方程为:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = k \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) \quad (1)$$

$$\frac{dp}{dz} = \rho g - \lambda \frac{\rho v^2}{2D} - \rho v \frac{dv}{dz} \quad (2)$$

式中  $T$  表示流体温度, K;  $t$  表示时间, s;  $k$  表示热扩散率, m<sup>2</sup>/s;  $x$ 、 $y$  分别表示井筒平面距离, m;  $z$  表示井筒垂向深度, m;  $p$  表示流体压力, Pa;  $\rho$  表示流体密度, kg/m<sup>3</sup>;  $g$  表示重力加速度, m/s<sup>2</sup>;  $\lambda$  表示沿程阻力系数, 无量纲;  $v$  表示流体流速, m/s;  $D$  表示油管内径, m。

### 1.2 流体相态理论模型

结合 Peng-Robinson 状态方程<sup>[21]</sup>、郭绪强的黏度模型<sup>[22]</sup>以及 CO<sub>2</sub> 高压物性参数计算式,采用迭代法求解,确定压裂全过程 CO<sub>2</sub> 的温度、压力及高压物性(密度和黏度)等参数,分析 CO<sub>2</sub> 压裂全过程流体相态特征的变化规律。

Peng-Robinson 状态方程为:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a_c \alpha}{V(V+b)+b(V-b)} \quad (3)$$

式中  $R$  表示气体常数,取值为 8.314 Pa·m<sup>3</sup>/(mol·K);  $V$  表示摩尔体积, m<sup>3</sup>/kmol;  $b$  表示体积修正系数;  $a_c$  表示引力修正系数;  $\alpha$  表示引入引力修正系数的温度函数。

密度定义式<sup>[23]</sup>为:

$$\rho = \frac{M}{V} \quad (4)$$

式中  $M$  表示流体摩尔质量, kg/kmol。

Peng-Robinson 状态方程可以表示为:

$$p = \frac{RT}{\frac{M}{\rho} - b} - \frac{a_c \alpha}{\frac{M}{\rho} \left( \frac{M}{\rho} + b \right) + b \left( \frac{M}{\rho} - b \right)} \quad (5)$$

其中  $a_c = 0.457 235 \frac{(RT_c)^2}{p_c}$

$$b = 0.077\ 796 \frac{RT_c}{p_c}$$

$\alpha^{0.5} = 1 + (0.374\ 64 + 1.542\ 26\omega - 0.269\ 92\omega^2)(1 - T_r^{0.5})$   
式中  $T_c$  表示流体临界温度, K;  $p_c$  表示流体临界压力, Pa;  $\omega$  表示偏心因子, 无量纲;  $T_r$  表示对比温度, 无量纲。

根据  $T-\mu-p$  和  $p-V-T$  图形的相似性, 郭绪强基于 Peng-Robinson 状态方程得到黏度模型, 即

$$T = \frac{r'p}{\mu - b'\varphi(T_r, p_r)} - \frac{a'_c}{\mu(\mu + b') + b(\mu - b')} \quad (6)$$

其中

$$r' = r_c \tau(T_r, p_r)$$

$$r_c = \frac{\mu_c T_c}{p_c Z_c}$$

$$\mu_c = 7.7 T_c^{-1/6} M_w^{1/2} p_c^{2/3}$$

$$\tau(T_r, p_r) = \left[ 1 + (0.829\ 599 + 0.350\ 857\omega - 0.747\ 680\omega^2) \times (\sqrt{p_r T_r} - 1) \right]^{-2}$$

$$b' = 0.077\ 796 \frac{r_c p_c}{T_c}$$

$$\varphi(T_r, p_r) = \exp \left[ (1.945\ 46 - 3.197\ 77\omega + 2.801\ 93\omega^2)(\sqrt{T_r} - 1) \right] + (0.299\ 757 + 2.208\ 55\omega - 6.649\ 59\omega^2)(\sqrt{p_r} - 1)^2$$

$$a'_c = 0.457\ 235 \frac{(r_c p_c)^2}{T_c}$$

式中  $r'$  表示与黏度相关的变量;  $\mu$  表示黏度,  $10^{-7}$  Pa·s;  $b'$  表示与黏度相关的体积修正系数;  $\varphi$ 、 $\tau$  表示与  $T_r$ 、 $p_r$  相关的函数;  $p_r$  表示对比压力, 无量纲;  $a'_c$  表示与黏度相关的引力修正系数;  $r_c$  表示流体临界黏度常数,  $10^{-7}$  K·s;  $\mu_c$  表示流体临界黏度,  $10^{-7}$  Pa·s;  $Z_c$  表示流体临界偏差因子, 无量纲;  $M_w$  表示分子量, 无量纲。

## 2 压裂全过程 CO<sub>2</sub> 相态变化特征

### 2.1 数值模拟模型建立

以神木气田致密砂岩气藏 SH52 井在盒 8 下亚段的 CO<sub>2</sub> 压裂为例, 根据该井的井身结构及管汇参数, 采用商业数值模拟软件 CMG-STARS 的灵活井 (FlexWell) 模块建立井筒流动模拟模型, 模拟 CO<sub>2</sub> 在井筒流动过程中温度、压力变化情况; 在此基础上, 根据储层物性参数、压裂裂缝半长、地层压力与温度等参数建立气藏数值模拟模型, 模拟 CO<sub>2</sub> 进入地

层后的温度、压力变化情况; 二者以井底为界并实现 CO<sub>2</sub> 井筒流动和地层渗流的耦合。模型在  $x$ 、 $y$ 、 $z$  方向上划分的网格数均为 50 个, 平面上网格大小均为 10 m×10 m; 从地面到目的层总计 2 177 m, 目的层的网格在纵向上局部加密, 加密网格步长为 1 m。井筒—地层耦合数值模拟模型基础参数如表 1 所示, 模型初始温度场如图 1 所示。

表 1 模型基础参数表

参数	数值
气层厚度 /m	7.0
测井孔隙度	9.8%
含气饱和度	55.10%
测井渗透率 /mD	1.103
压裂裂缝半长 /m	55
地层温度 /°C	65.75
地层压力 /MPa	23.07
油管内径 /m	0.076 0
油管外径 /m	0.088 9
套管内径 /m	0.121 0
套管外径 /m	0.139 0

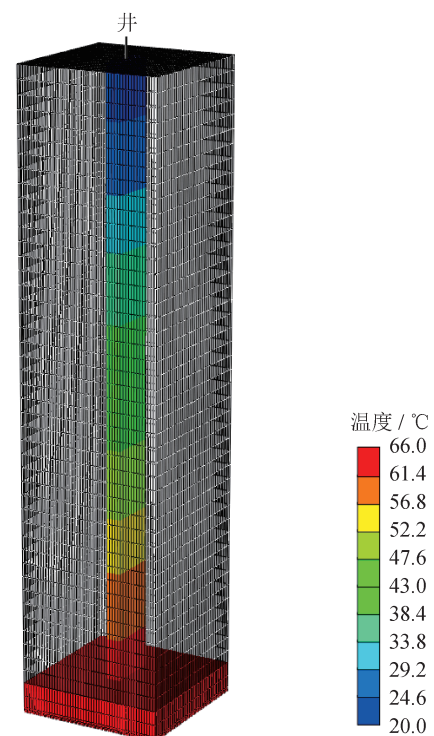


图 1 模型初始温度场图

### 2.2 施工动态参数拟合

应用井筒—地层耦合数值模拟模型, 结合 SH52

井的 CO<sub>2</sub> 压裂施工工况 (图 2), 通过调整管汇热容及其热传导率、油管粗糙度、压裂裂缝渗透率等参数, 拟合气井在 CO<sub>2</sub> 压裂施工过程中的井底压力和温度。通过对相关参数的适当调整, 拟合结果显示: 在注入 CO<sub>2</sub> 的过程中, 气井井底温度压力的计算值与监测值吻合程度较高, 最大相对误差 10.4%, 平均相对误差小于 5% (图 3), 满足工程精度的需求, 同时也验证了本文所建立的井筒—地层耦合数值模拟模型在用

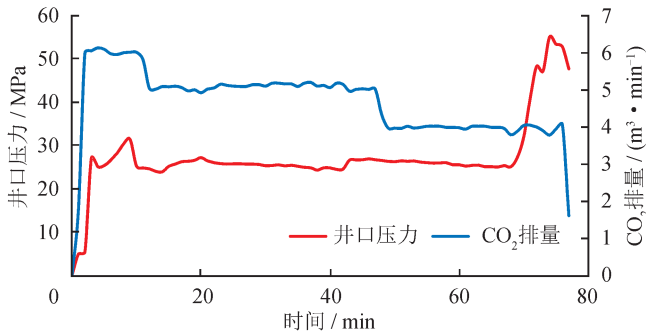


图 2 SH52 井 (盒 8 下亚段) CO<sub>2</sub> 压裂施工曲线图

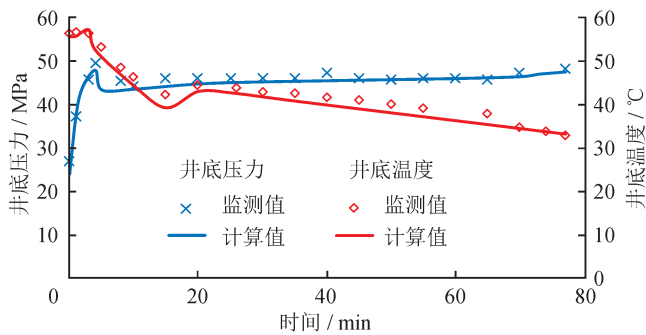


图 3 SH52 井井底压力和温度拟合结果图

于预测 CO<sub>2</sub> 压裂全过程的流体相态变化时具有较高的可信度。

### 2.3 压裂全过程 CO<sub>2</sub> 相态变化特征

基于前述数值模拟模型, 模拟 SH52 井从 CO<sub>2</sub> 注入到返排的压裂全过程, 绘制出 SH52 井 CO<sub>2</sub> 压裂全过程的相态变化特征图 (图 4)。在整个压裂过程中, CO<sub>2</sub> 相态及性质的变化十分复杂。如图 4 所示, 在井口增压阶段, 压力被逐渐增压至压裂设计的井口压力, 该阶段压力增加幅度大、温度增加幅度较小, CO<sub>2</sub> 为液态, 密度增加幅度较大, 介于 1 000 ~ 1 100 kg/m<sup>3</sup>。在井筒流动阶段, 在水头、摩擦阻力和地层传热的综合影响下, 压力和温度逐渐增加, CO<sub>2</sub> 由液态逐渐转变为超临界态, 密度逐渐降低, 介于 900 ~ 1 100 kg/m<sup>3</sup>。在井底压裂阶段, 压力先因憋压而增加, 后因压裂岩石泄压而降低, 快速泄压致使该阶段温度短暂降低, 相态仍为超临界态, 密度介于 900 ~ 1 000 kg/m<sup>3</sup>。在裂缝扩张阶段, CO<sub>2</sub> 破岩后迅速向地层中扩散, 压裂初期地层中的压力迅速降低、温度迅速增加, 随着 CO<sub>2</sub> 持续注入地层, 在压裂中期、末期, 压力逐渐增加、温度逐渐降低, 相态仍为超临界态, 密度先迅速降低而后逐渐增加, 介于 800 ~ 1 000 kg/m<sup>3</sup>。在降压返排阶段, CO<sub>2</sub> 通过自喷方式由井底举升至地面, 该阶段与 CO<sub>2</sub> 注入时相反, 在举升过程中压力逐渐被消耗、热量逐渐由井筒向地层耗散, 使压力和温度皆逐渐降低, CO<sub>2</sub> 由超临界态先转变为液态, 而后转变为气态, 密度急剧降低、体积急剧膨胀, 促进了 CO<sub>2</sub> 返排。

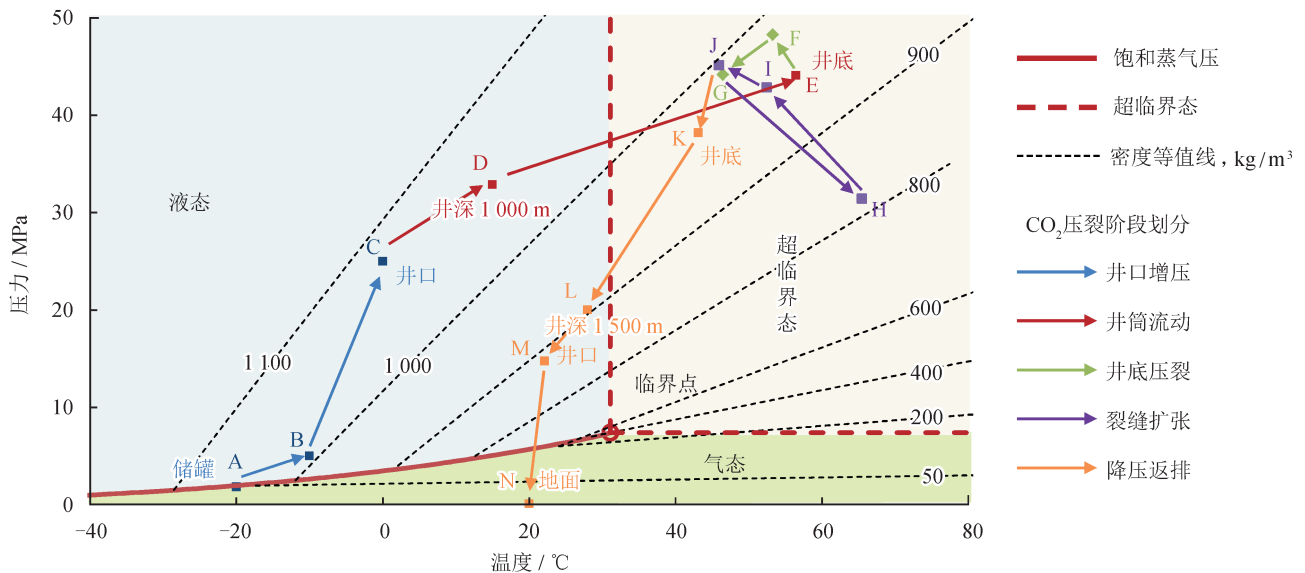


图 4 SH52 井 CO<sub>2</sub> 压裂全过程的相态变化特征图

### 3 压裂工艺参数的影响

井底压力、温度和流体高压物性参数直接影响压裂施工效果,通过设置不同的CO<sub>2</sub>总量和排量,基于前述数值模拟模型,模拟计算不同压裂工艺参数下井底压力、温度,分析压裂工艺参数对CO<sub>2</sub>相态特征的影响,明确井底CO<sub>2</sub>的相态变化规律。

#### 3.1 CO<sub>2</sub> 总量

采用相同的CO<sub>2</sub>排量,模拟CO<sub>2</sub>总量分别为100 m<sup>3</sup>、200 m<sup>3</sup>、300 m<sup>3</sup>、400 m<sup>3</sup>和500 m<sup>3</sup>时井底的压力和温度,计算CO<sub>2</sub>相应的密度和黏度,绘制注入期末的井底压力和温度曲线(图5),以及井底CO<sub>2</sub>密度和黏度曲线(图6)。

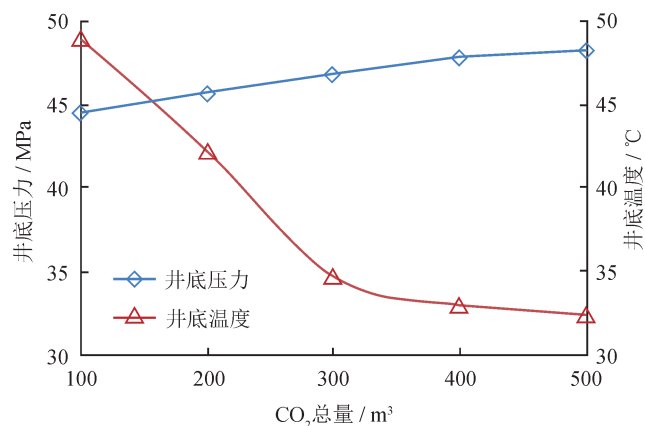


图5 不同CO<sub>2</sub>总量下井底压力和温度曲线图

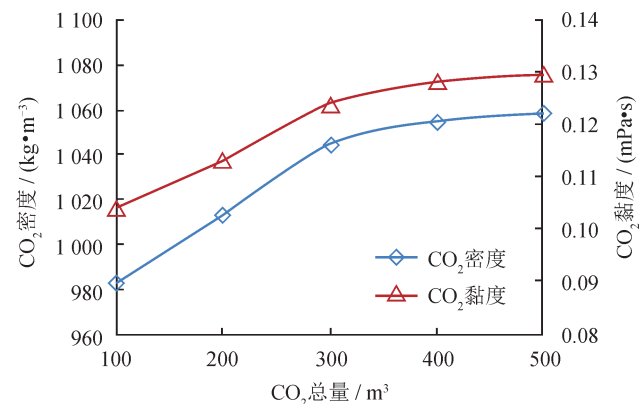


图6 不同CO<sub>2</sub>总量下井底CO<sub>2</sub>密度和黏度曲线图

如图5所示,随着CO<sub>2</sub>总量的增加,注入期末井底压力逐渐增加并且增幅逐渐减小;井底温度则逐渐降低且下降趋势逐渐变缓。当CO<sub>2</sub>总量大于400 m<sup>3</sup>后,CO<sub>2</sub>总量对井底温度的影响程度不再显著;CO<sub>2</sub>总量对井底压力的影响小于其对井底温度的影响。如图6所示,随着CO<sub>2</sub>总量的增加,井底CO<sub>2</sub>密度和黏度

逐渐增加,当CO<sub>2</sub>总量大于400 m<sup>3</sup>后,CO<sub>2</sub>总量对井底CO<sub>2</sub>密度和黏度的影响不再显著。

在相同的CO<sub>2</sub>排量下,由于地层向井筒内CO<sub>2</sub>传递的热量是一定的,CO<sub>2</sub>总量越大,井底温度越低,CO<sub>2</sub>密度和黏度则越大,从而使得CO<sub>2</sub>在井筒中流动的重位压力梯度和摩擦阻力压力梯度越大。在垂直管流中,绝大多数情况下重位压力梯度占主导地位,因此CO<sub>2</sub>总量越大,井底压力亦越大。当CO<sub>2</sub>总量大于临界值后,随着摩擦阻力的持续增加,CO<sub>2</sub>的机械能将通过摩擦做功的方式转化为CO<sub>2</sub>内能,从而减缓因CO<sub>2</sub>总量增加而引起温度降幅。

#### 3.2 CO<sub>2</sub> 排量

采用相同的CO<sub>2</sub>总量,模拟CO<sub>2</sub>排量分别为1 m<sup>3</sup>/min、2 m<sup>3</sup>/min、3 m<sup>3</sup>/min、4 m<sup>3</sup>/min和5 m<sup>3</sup>/min时井底压力和温度,计算相应的CO<sub>2</sub>密度和黏度,绘制注入期末的井底压力和温度曲线(图7),以及井底CO<sub>2</sub>密度和黏度曲线(图8)。

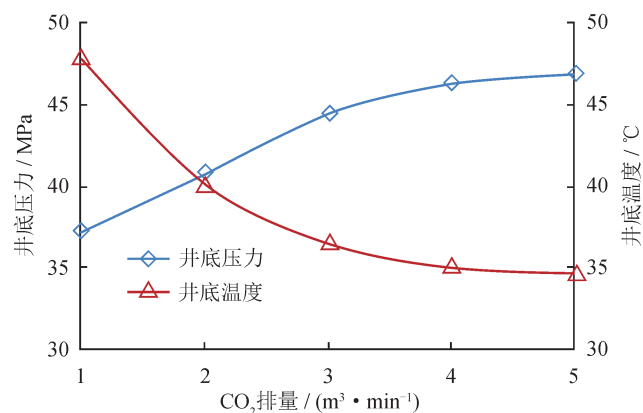


图7 不同CO<sub>2</sub>排量下井底压力和温度曲线图

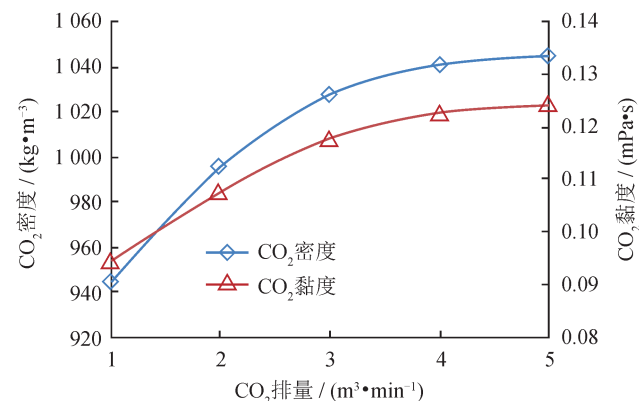


图8 不同CO<sub>2</sub>排量下井底CO<sub>2</sub>密度和黏度曲线图

如图7所示,随着CO<sub>2</sub>排量的增加,注入期末的井底压力逐渐增加、井底温度逐渐降低,CO<sub>2</sub>排量对井底压力和温度影响都较大;当CO<sub>2</sub>排量大于

4 m<sup>3</sup>/min 后, 井底压力的增幅和井底温度的降幅不再显著, CO<sub>2</sub> 排量对井底压力和温度的影响程度减小。如图 8 所示, 随着 CO<sub>2</sub> 排量的增加, 井底 CO<sub>2</sub> 密度和黏度逐渐增加, 当 CO<sub>2</sub> 排量大于 4 m<sup>3</sup>/min 后, 井底 CO<sub>2</sub> 密度和黏度的增幅不再显著。

在井口压力和温度相同的条件下, 地层向井筒内 CO<sub>2</sub> 传热的速率是相同的, CO<sub>2</sub> 排量越大, 单位时间需要加热的 CO<sub>2</sub> 质量越大, CO<sub>2</sub> 温度增幅越小, 井底温度越低, CO<sub>2</sub> 密度和黏度则越大, CO<sub>2</sub> 在井筒中流动的重位压力梯度和摩擦阻力压力梯度越大。已有研究表明, 井筒中 CO<sub>2</sub> 流动的摩擦阻力压力梯度随 CO<sub>2</sub> 排量增加呈指数增长<sup>[14]</sup>, 摩擦阻力压力梯度随排量的增幅大于重位压力梯度随排量的增幅。因此, 随着 CO<sub>2</sub> 排量增加, CO<sub>2</sub> 的机械能通过摩擦做功的方式转化为 CO<sub>2</sub> 内能会逐渐提高, 进而减缓因 CO<sub>2</sub> 排量增加而导致的温度降低幅度; 同时, 随着 CO<sub>2</sub> 排量增加, 摩擦阻力压力梯度的增幅将逐渐接近甚至超过重位压力梯度的增幅, 使得井底压力虽随 CO<sub>2</sub> 排量增加而增加, 但增幅会逐渐降低; 当 CO<sub>2</sub> 排量超过某值后, 甚至出现摩擦阻力压力梯度占主导的现象, 使得井底压力随 CO<sub>2</sub> 排量增加而降低。

## 4 结 论

1) 针对 CO<sub>2</sub> 压裂所建立的井筒—地层耦合数值模拟模型拟合精度较高, 最大相对误差 10.4%, 平均相对误差小于 5%, 模型质量可靠。

2) CO<sub>2</sub> 从注入到返排的压裂全过程, 经历了“液态—超临界态—液态—气态”的相变过程, 在注入、造缝和裂缝扩张的过程中, CO<sub>2</sub> 由液态转变为超临界态, 且密度变化显著, 介于 800 ~ 1 100 kg/m<sup>3</sup>, 有利于 CO<sub>2</sub> 压裂增产效果的提升。

3) CO<sub>2</sub> 注入期末, 随 CO<sub>2</sub> 总量的增加, 井底压力逐渐增加, 井底温度逐渐降低, 而井底 CO<sub>2</sub> 密度和黏度都随 CO<sub>2</sub> 总量的增加而增加; CO<sub>2</sub> 排量对井底压力、温度和 CO<sub>2</sub> 密度、黏度的影响规律与 CO<sub>2</sub> 总量对其的影响规律总体相似, 只是 CO<sub>2</sub> 排量对井底压力的影响程度更大; 当 CO<sub>2</sub> 总量大于 400 m<sup>3</sup> 或排量大于 4 m<sup>3</sup>/min 后, 其对井底压力、温度和 CO<sub>2</sub> 密度、黏度的影响不再显著。

## 参 考 文 献

[1] 李志鹏, 卜丽侠. 二氧化碳驱油及封存过程中的地质安全界限体系[J]. 特种油气藏, 2017, 24(2): 141-144.

- Li Zhipeng & Bu Lixia. Geological safety margins during CO<sub>2</sub> flooding and sealing[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(2): 141-144.
- [2] 史云清, 贾英, 潘伟义, 黄磊, 严谨, 郑荣臣. 致密低渗透气藏注 CO<sub>2</sub> 提高采收率潜力评价[J]. 天然气工业, 2017, 37(3): 62-69.
- Shi Yunqing, Jia Ying, Pan Weiyi, Huang Lei, Yan Jin & Zheng Rongchen. Potential evaluation on CO<sub>2</sub>-EGR in tight and low-permeability reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(3): 62-69.
- [3] Yang ZZ, Yi LP, Li XG, Chen YT & Sun J. Model for calculating the wellbore temperature and pressure during supercritical carbon dioxide fracturing in a coalbed methane well[J]. Journal of CO<sub>2</sub> Utilization, 2018, 26: 602-611.
- [4] Zhang K, Jia N & Liu L. CO<sub>2</sub> storage in fractured nanopores underground: Phase behaviour study[J]. Applied Energy, 2019, 238: 911-928.
- [5] 宋振云, 苏伟东, 杨延增, 李勇, 李志航, 汪小宇, 等. CO<sub>2</sub> 干法加砂压裂技术研究与实践[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 55-59.
- Song Zhenyun, Su Weidong, Yang Yanzeng, Li Yong, Li Zhihang, Wang Xiaoyu, et al. Experimental studies of CO<sub>2</sub>/sand dry-frac process[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 55-59.
- [6] 丁勇, 马新星, 叶亮, 肖元相, 张燕明, 古永红, 等. CO<sub>2</sub> 破岩机理及压裂工艺技术研究[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(6): 151-159.
- Ding Yong, Ma Xinxing, Ye Liang, Xiao Yuanxiang, Zhang Yanming, Gu Yonghong, et al. Rock breaking mechanism of CO<sub>2</sub> and fracturing technology[J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(6): 151-159.
- [7] 叶亮, 邹雨时, 赵倩云, 李四海, 丁勇, 马新星. 致密砂岩储层 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝扩展实验研究[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(3): 361-368.
- Ye Liang, Zou Yushi, Zhao Qianyun, Li Sihai, Ding Yong & Ma Xinxing. Experiment research on the CO<sub>2</sub> fracturing fracture propagation laws of tight sandstone[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(3): 361-368.
- [8] Gupta DVS & Bobier DM. The history and success of liquid CO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> fracturing system[C]//paper 40016-MS presented at the SPE Gas Technology Symposium, 15-18 March 1998, Calgary, Alberta, Canada.
- [9] 刘合, 王峰, 张劲, 孟思炜, 段永伟. 二氧化碳干法压裂技术——应用现状与发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(4): 466-472.
- Liu He, Wang Feng, Zhang Jin, Meng Siwei & Duan Yongwei. Fracturing with carbon dioxide: Application status and development trend[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(4): 466-472.
- [10] 王瑞和, 倪红坚. 二氧化碳连续管井筒流动传热规律研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5): 65-70.
- Wang Ruihe & Ni Hongjian. Wellbore heat transfer law of carbon dioxide coiled tubing drilling[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(5): 65-70.
- [11] 陆友莲, 王树众, 沈林华, 宋振云, 李志航. 纯液态 CO<sub>2</sub> 压裂

- 非稳态过程数值模拟[J]. 天然气工业, 2008, 28(11): 93-95.  
Lu Youlian, Wang Shuzhong, Shen Linhua, Song Zhenyun & Li Zhihang. Numerical simulation on the initial unstable stages of liquid CO<sub>2</sub> Fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(11): 93-95.
- [12] Lyu X, Zhang S, Ma X, Wang F & Mou J. Numerical study of non-isothermal flow and wellbore heat transfer characteristics in CO<sub>2</sub> fracturing[J]. Energy, 2018, 156: 555-568.
- [13] Lyu X, Zhang S, Ma X, Wang F & Mou J. Numerical investigation of wellbore temperature and pressure fields in CO<sub>2</sub> fracturing[J]. Applied Thermal Engineering, 2018, 132: 760-768.
- [14] 吴晓东, 王庆, 何岩峰. 考虑相态变化的注 CO<sub>2</sub> 井筒温度压力场耦合计算模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2009, 33(1): 73-77.  
Wu Xiaodong, Wang Qing & He Yanfeng. Temperature-pressure field coupling calculation model considering phase behavior change in CO<sub>2</sub> injection well borehole[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2009, 33(1): 73-77.
- [15] 郭建春, 曾冀. 超临界二氧化碳压裂井筒非稳态温度-压力耦合模型[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 203-209.  
Guo Jianchun & Zeng Ji. A coupling model for wellbore transient temperature and pressure of fracturing with supercritical carbon dioxide[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 203-209.
- [16] 郭建春, 曾冀, 张然, 周长林. 井筒注二氧化碳双重非稳态耦合模型[J]. 石油学报, 2015, 36(8): 976-982.  
Guo Jianchun, Zeng Ji, Zhang Ran & Zhou Changlin. A dual transient coupling model for wellbore of carbon dioxide injection well[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(8): 976-982.
- [17] 孙小辉, 孙宝江, 王志远. 超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝温度场模型[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1586-1592.  
Sun Xiaohui, Sun Baojiang & Wang Zhiyuan. Fissure temperature field model of supercritical CO<sub>2</sub> fracturing[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1586-1592.
- [18] Wang J, Sun B, Li H, Wang X, Wang Z & Sun X. Phase state control model of supercritical CO<sub>2</sub> fracturing by temperature control[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2018, 118: 1012-1021.
- [19] Ramey Jr HJ. Wellbore heat transmission[J]. Journal of Petroleum Technology, 1962, 14(4): 427-435.
- [20] Hasan AR & Kabir CS. Modeling two-phase fluid and heat flows in geothermal wells[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 71(1/2): 77-86.
- [21] Peng DY & Robinson DB. A new two-constant equation of state[J]. Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, 1976, 15(1): 59-64.
- [22] 郭绪强, 荣淑霞, 杨继涛, 郭天民. 基于 PR 状态方程的黏度模型[J]. 石油学报, 1999, 20(3): 56-61.  
Guo Xuqiang, Rong Shuxia, Yang Jitao & Guo Tianmin. The viscosity model based on PR equation of state[J]. Acta Petrolei Sinica, 1999, 20(3): 56-61.
- [23] 伍海清, 白冰, 刘明泽, 李小春, 王磊. 估算二氧化碳井筒压力的等效密度法[J]. 特种油气藏, 2015, 22(4): 114-117.  
Wu Haiqing, Bai Bing, Liu Mingze, Li Xiaochun & Wang Lei. Carbon dioxide wellbore pressure estimation by equivalent density[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(4): 114-117.

(修改回稿日期 2019-07-18 编辑 孔 玲)

## 国家能源局要求大力提升油气勘探开发力度

中国国家能源局于 2019 年 7 月 21 日在北京组织召开了“大力提升油气勘探开发力度工作座谈会”。会议听取了中石油、中石化、中海油和油气勘探开发重点省份过去一年来工作进展情况的汇报, 邀请中国科学院和中国工程院院士分别作了四川盆地国家天然气战略生产基地专项规划和中国页岩油发展前景的专题报告, 就大力提升油气勘探开发力度工作进行了深入研讨交流。

会议指出, 过去一年来, 大力提升油气勘探开发力度工作取得了积极进展, 油气生产指标持续向好, 政策机制逐步配套, 行业改革全面提速。会议要求, 各方要持续推动中国国内油气增储上产见实效、见长效, 继续做实重点盆地油气增储上产, 扎实推进页岩油开发专项研究, 加快推进勘探开发重大项目工作。

(天工 摘编自中国新闻网)