

刘军,雷宏武,孙国强,等. 高温地热储层中CO<sub>2</sub>含量的确定——温度-流压试井和两相流模拟联合方法[J]. 世界核地质科学, 2025,42(3):607-617. doi:10.3969/j.issn.1672-0636.2025.03.011

LIU Jun, LEI Hongwu, SUN Guoqiang, et al. Determination of CO<sub>2</sub> content in high-temperature geothermal reservoirs: A combined method of temperature-flow pressure well testing and two-phase flow simulation[J]. World Nuclear Geoscience, 2025, 42(3): 607-617 (in Chinese).

## 高温地热储层中CO<sub>2</sub>含量的确定 ——温度-流压试井和两相流模拟联合方法

刘军<sup>1</sup>, 雷宏武<sup>2</sup>, 孙国强<sup>1</sup>, 谢迎春<sup>1</sup>, 白冰<sup>2</sup>

1 中核坤华能源发展有限公司, 浙江 杭州 310000

2 中国科学院武汉岩土力学研究所岩土力学与工程安全全国重点实验室, 湖北 武汉 430071

**摘要** CO<sub>2</sub>是高温地热流体中非凝析气的主要组分,其对地热开发产生重要的影响,确定其在高温地热流体中的含量对地热开发和相关建设具有重要的意义。常规取样测试分析确定CO<sub>2</sub>含量存在取样代表性不足、实施过程繁琐和取样成本高的问题。提出了联合产能测试中井筒温度-流压试井和两相流动计算确定CO<sub>2</sub>含量的方法,由于该方法仅利用了相对可靠的温度和压力实测数据,成本低、实用性强和可靠性较好。首先,描述了放喷过程中的井筒温度和压力的测试流程和建立了井筒两相流动模型,然后与商业软件WELLSIM对比验证了其可靠性,其次联合测试和模型建立了CO<sub>2</sub>含量确定方法,最后该方法应用到西藏谷露和土耳其孜勒代尔地热田,确定了地热储层中CO<sub>2</sub>质量分数分别为1.1%和3.2%。

**关键词** 地热; CO<sub>2</sub>; 温度和压力测试; 井筒; 非等温两相流动

**中图分类号** P314; P641 **文献标志码** A **文章编号** 1672-0636(2025)03-0607-11

## Determination of CO<sub>2</sub> content in high-temperature geothermal reservoirs: A combined method of temperature-flow pressure well testing and two- phase flow simulation

LIU Jun<sup>1</sup>, LEI Hongwu<sup>2</sup>, SUN Guoqiang<sup>1</sup>, XIE Yingchun<sup>1</sup>, BAI Bing<sup>2</sup>

1 CNNP Kunhua Energy Development Co. Ltd., Hangzhou 310000, China

2 State Key Laboratory of Geomechanics and Geotechnical Engineering Safety, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Wuhan 430071, China

**Abstract:** CO<sub>2</sub> is the main component of non-condensable gas in high-temperature geothermal fluid and its existence still have important impact on geothermal development. Determining its content in high-temperature geothermal fluid is of great significance for geothermal development. The conventional sampling and testing

**基金项目:** 国家自然科学基金项目 (No. U2344226 和 No. 42472364); 中国核工业集团有限公司集中研发项目“地热勘查开发利用关键技术研究”联合资助

**收稿日期:** 2025-03-26 **改回日期:** 2025-04-12

**第一作者:** 刘军, 男, 1986年生, 高级工程师, 主要从事地热开发领域研究。E-mail: liujun02@cnnp.com.cn

**通信作者:** 雷宏武, 男, 1985年生, 副研究员, 博士, 主要从事地质碳中和领域研究工作。E-mail: hongwulei2008@aliyun.com

Supported by the National Natural Science Foundation of China [grant number U2344226 and 42472364] and the CNNC's centralized R & D project "Research on Key Technologies of geothermal exploration, development and utilization"

**Received date:** 2025-03-26 **revised date:** 2025-04-12

**First author:** LIU Jun, male, born in 1986, senior engineer, focusing on geothermal development. E-mail: liujun02@cnnp.com.cn

**Corresponding author:** LEI Hongwu, male, born in 1985, associate professor, PhD, focusing on the research of geological carbon neutrality. E-mail: hongwulei2008@aliyun.com

analysis of CO<sub>2</sub> content determination has some drawbacks, such as insufficient sampling representativeness, cumbersome implementation process and high sampling cost. Based on the pressure-temperature measurement in the wellbore during discharge tests and two-phase flow calculation, this paper proposed a new method to determine CO<sub>2</sub> content in the geothermal reservoirs. This method only uses a large number of relatively reliable measured data of temperature and pressure, it has low cost, strong practicability and good reliability. This paper first describes the pressure-temperature measurement during discharge tests. Then constructs a model that solves the two-phase flow in the geothermal wellbore, which was verified by comparison with the commercial software WELLSIM, and determine CO<sub>2</sub> content by using both the wellbore pressure-temperature measurement and model calculation data. Finally, the method was tested and verified by using the measured data from Gulu geothermal field in Tibet and the Ziledaer geothermal field in Turkey, and the CO<sub>2</sub> contents in the geothermal reservoir were determined to be 1.1 % and 3.2 % respectively.

**Keywords:** geothermal; carbon dioxide; pressure-temperature measurement; wellbore; two-phase flow

CO<sub>2</sub>是地热流体中重要的组分,大部分的高温地热储层中都含有,并且其是地热储层中非凝析气的主要组分。CO<sub>2</sub>的存在对高温地热的开发产生重要影响,主要体现在:1)改变流体的PVT(压力-体积-温度)状态属性,导致流体的气-液平衡包络线发生显著变化,从而影响地热流体的输送和闪蒸发电效率;2)影响一些矿物(比如碳酸钙)的溶解/沉淀过程,可能导致生产井流体流动过程中发生碳酸钙井筒壁结垢,严重时堵塞生产井筒;3)CO<sub>2</sub>的存在会腐蚀地热生产井筒、地面的输送管线和发电设备,减少它们的使用寿命;4)CO<sub>2</sub>的存在会增加地热开发过程中温室气体的排放。

确定目标地热储层流体中CO<sub>2</sub>的含量是评价CO<sub>2</sub>对地热开发影响的先决条件。地热储层中CO<sub>2</sub>含量的确定一般采用取样法,即在钻完勘探井后,获取高温地热流体样品,然后冷凝后分别测量气体和液体的质量,从而得到CO<sub>2</sub>的含量。取样分析根据取样的位置又可以分为井口取样和井下保真取样。井口取样装置相对较为简单,可以通过Webre气-水分离器进行。而井下保真取样装置和取样方法较为复杂,需要具有耐高温高压可以自动开启/关闭阀门的密封容器,采用钢丝绳通过井筒把取样装置下放到目标储层位置进行采样,采样完成后关闭采样器的阀门,然后通过钢丝绳把采样装置提出井口,冷凝后进行气液分离和分析。井口取样技术我国最早应用到羊八井地热田的流体组分取样测试中<sup>[1-2]</sup>。井下保真取样技术<sup>[3]</sup>主要有5种:主动驱替式、真空式、流通式、

泵吸式和U形管式,其中泵吸式由于不能较好地保持压力和温度不常用于地热流体保真取样外,其他方法都成功用于获取地热流体的样品。比如,最近Hsieh等<sup>[4]</sup>改进真空式取样器,并用于中国台湾省清水地热田井下地热流体保真取样。

取样测试是获取CO<sub>2</sub>在地热流体中含量的直接方法,但其存在取样代表性不足、实施过程繁琐和取样成本高的问题。比如,井口取样由于流体样品在由井底到井口的流动过程中,发生了多种物理-化学过程(比如闪蒸、浓缩、结垢和围岩热交换等),取样结果不能准确反映储层中的真实情况;地热田中的高温和水侵作用还容易导致钻井液失效,井喷风险大<sup>[5]</sup>;取样装置在井中的下放和上提操作繁琐,容易出现遇卡和落井等事故,增加了相关的处理或预防成本。本文提出基于产能测试中井筒温度-流压的测试和两相流动计算确定CO<sub>2</sub>含量的方法,其为获取储层流体中CO<sub>2</sub>含量的间接方法,基本原理是利用CO<sub>2</sub>的存在会影响井筒中流体的温度和压力的分布,通过计算和测试的对比与拟合确定储层CO<sub>2</sub>的含量,该方法利用了相对可靠的温度和压力实测数据,因此,该方法具有非常好的准确性,同时该方法仅利用了产能测试中的数据,不需要额外其他的测试,成本上相对较低。

## 1 井筒温度-流压试井

高温地热井温度-流压试井是产能测试的重要内容之一<sup>[6]</sup>,一般在放喷测试中进行,

其基本流程有: 1) 测试装备安装, 包括井口法兰改造、防喷管的安装、詹姆斯管和消音器等; 2) 引喷, 对于不能自喷的地热井要进行引喷, 常用的引喷方法<sup>[7]</sup>有 5 种: 空气压缩、井对井注入、氮气注入、空气举升和蒸汽注入, 其中前两种为首选方法; 3) 测试, 把温度和压力传感器匀速下放和上提, 测试两种运

动方向下的温度和压力分布。根据流动情况可分为静态测试和动态测试, 静态测试是在不放喷状态下进行, 动态测试是在放喷状态下进行, 动态测试还需要在井口测试流量。为了分析围岩换热的影响, 可以通过调节主阀门大小测试不同流量下的情况。测试示意图如图 1 所示。

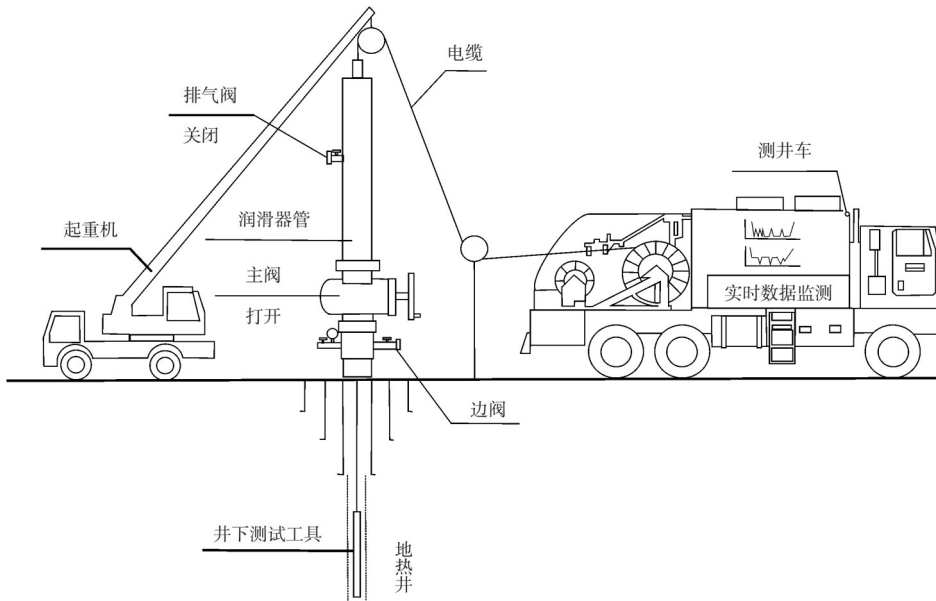


图 1 放喷测试过程中的压力和温度测量

Fig. 1 Schematic diagram of pressure-temperature measurement during discharge test

## 2 井筒两相流模型和计算

### 2.1 控制方程

Tonkin 等<sup>[8]</sup>系统总结了各种地热井筒模型, 认识到质量、动量和能量守恒是建立井筒多相流动模型的基本原则, 模型中的各种假设和简化应该需要验证。Canbaz 等<sup>[9]</sup>总结了 CO<sub>2</sub> 对地热开发的影响和含 CO<sub>2</sub> 的井筒流动模型, 重点介绍了 T2WELL 在含 CO<sub>2</sub> 地热井筒-储层方面的模拟。地热流体在井筒中流动较快, 在测试过程中可以认为是一个相对稳定的状态, 因此基于多相相变流动的质量、能量和动量守恒方程, 可以建立 CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O 体系稳态条件下垂直井筒相变流动控制方程<sup>[10]</sup>:

总的质量守恒:

$$\rho_l u_l (1 - \alpha) + \rho_g u_g \alpha = \dot{m} \quad (1)$$

CO<sub>2</sub> 质量守恒:

$$\rho_l u_l (1 - \alpha) x_l^{CO_2} + \rho_g u_g \alpha y_g^{CO_2} = \gamma \dot{m} \quad (2)$$

动量守恒:

$$\frac{dP}{dz} = -\rho_m g - \frac{\rho_m f}{2d} u_m^2 \quad (3)$$

能量方程:

$$\frac{dh_m}{dz} = -g - \frac{q}{\dot{m}} \quad (4)$$

式(1)~(4)中:  $\rho_l$ —液相密度, kg·m<sup>-3</sup>;  $\rho_g$ —气相密度, kg·m<sup>-3</sup>;  $u_l$ —液相流动速度, m·s<sup>-1</sup>;  $u_g$ —气相流动速度, m·s<sup>-1</sup>;  $\alpha$ —横截面积上气相体积分数, 无量纲;  $\dot{m}$ —CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>O 两者总的的质量速度, kg·s<sup>-1</sup>;  $x_l^{CO_2}$ —液相中 CO<sub>2</sub> 质量分数,  $y_g^{CO_2}$ —气相中 CO<sub>2</sub> 的质量分数,  $\gamma$ —CO<sub>2</sub> 的质量分数, 无量纲; 总压力  $P = P_{H_2O} + P_{CO_2}$ , 其中  $P_{H_2O}$ —水的分压, Pa;  $P_{CO_2}$ —CO<sub>2</sub> 的分压, Pa;  $f$ —反映井壁对流体流动产生阻力的井壁摩擦系数, 当雷诺数  $Re = \frac{\rho_m u_m d}{\mu_m} < 2400$ ,  $f = \frac{16}{Re}$ , 否则  $\frac{16}{\sqrt{f}} =$

$-4 \log \left[ \frac{2\varepsilon}{3.7} - \frac{5.02}{Re} \log \left( \frac{d}{3.7} + \frac{13}{Re} \right) \right]$ , 其中混合密度  $\rho_m = (1 - \alpha)\rho_l + \alpha\rho_g$  (单位:  $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$ ), 混合物的平均速度  $u_m = \frac{(1 - \alpha)\rho_l u_l + \alpha\rho_g u_g}{\rho_m}$  (单位:  $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$ ),  $\mu_m$ —混合物黏度,  $\text{Pa}\cdot\text{s}$ ;  $\varepsilon$ —井壁粗糙度,  $\text{m}$ ;  $d$ —井筒直径,  $\text{m}$ ; 混合物的焓值热焓  $h_m = (1 - x)h_l + xh_g, \text{J}\cdot\text{kg}^{-1}$ ; 其中  $x$ —气相质量分数;  $h_l$ —液相焓值,  $\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}$ ;  $h_g$ —气相焓值,  $\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}$ ;  $q = U(T_f - T_{wb})$  为单位长度井筒与围岩的热交换量,  $\text{J}\cdot(\text{s}\cdot\text{m})^{-1}$ ; 其中  $U$ —集中参数, 受围岩、套管和固井水泥的热物性参数影响, 一般根据实际数据校正,  $\text{W}\cdot(\text{m}\cdot^\circ\text{C})^{-1}$ ;  $T_f$  和  $T_{wb}$  分别为流体和井壁的温度,  $^\circ\text{C}$ ;  $z$ —井筒高程坐标,  $\text{m}$ ;  $g = 9.8 \text{ m}^2\cdot\text{s}^{-1}$ , 重力加速度常数。

2.2 辅助方程

对于非蒸汽型地热田, 井筒中只会出现液体或是气-液共存两种情况。当只有液体时, 气相体积分数  $\alpha$  为零, 那么上述 4 个控制方程中有效方程为 (1)、(3) 和 (4) 3 个; 待求变量为  $P, h_l$  和  $u_l$  3 个, 其他变量均可为此 3 个变量的函数; 当气-液共存时, 未知数有 11 个, 即  $\rho_l, \rho_g, u_l, u_g, \alpha, x_1^{\text{CO}_2}, y_g^{\text{CO}_2}, P, h_l, h_g$  和  $x$ , 方程数目不够, 需要描述它们内在关系的辅助方程。气-液两相共存时, 水的蒸汽压只受温度的影响, 即:

$$P_{\text{H}_2\text{O}} = P^{\text{sat}}(T) \quad (5)$$

液相中  $\text{CO}_2$  的质量分数  $x_1^{\text{CO}_2}$  根据亨利定律:

$$P_{\text{CO}_2} = H(T)x_1^{\text{CO}_2} \quad (6)$$

式 (6) 中:  $H(T)$ —亨利常数; 液相密度  $\rho_l$  是总压  $P$ 、温度  $T$  和液相中溶解  $\text{CO}_2$  质量分数  $x_1^{\text{CO}_2}$  的函数; 气相密度  $\rho_g$  和气相  $\text{CO}_2$  质量分数  $y_g^{\text{CO}_2}$  均为温度  $T$ 、分压  $P_{\text{H}_2\text{O}}$  和  $P_{\text{CO}_2}$  的函数; 液相混合物热焓  $h_l$  考虑水和溶解  $\text{CO}_2$ , 表达为:

$$h_l = (u_{\text{LH}_2\text{O}} + \frac{P}{\rho_{\text{LH}_2\text{O}}})(1 - x_1^{\text{CO}_2}) + (h_{\text{CO}_2} + h_{\text{SOL}})x_1^{\text{CO}_2} \quad (7)$$

式 (7) 中:  $u_{\text{LH}_2\text{O}}$ —液相  $\text{H}_2\text{O}$  的内能,  $\rho_{\text{LH}_2\text{O}}$ —液相  $\text{H}_2\text{O}$  的密度, 均为压力  $P$  和温度  $T$  的函数;  $h_{\text{CO}_2}$ — $\text{CO}_2$  的焓值, 是  $\text{CO}_2$  分压  $P_{\text{CO}_2}$  和温度  $T$  的

函数;  $h_{\text{SOL}}$ — $\text{CO}_2$  溶解于水的放热量。气相混合物的焓值  $h_g$  可表示为:

$$h_g = (u_{\text{gH}_2\text{O}} + \frac{P_{\text{H}_2\text{O}}}{\rho_{\text{gH}_2\text{O}}})(1 - y_g^{\text{CO}_2}) + h_{\text{CO}_2}y_g^{\text{CO}_2} \quad (8)$$

式 (8) 中:  $u_{\text{gH}_2\text{O}}$ —气相  $\text{H}_2\text{O}$  的内能,  $\rho_{\text{gH}_2\text{O}}$  气相  $\text{H}_2\text{O}$  的密度, 均为分压  $P_{\text{H}_2\text{O}}$  和温度  $T$  的函数。

在气-液两相流动计算中, 气相体积分数  $\alpha$  是一个非常重要的参数, 其可表达为:

$$\alpha = [1 + (\frac{1 - x}{x})(\frac{\rho_g}{\rho_l})(\frac{u_g}{u_l})]^{-1} \quad (9)$$

对于气相和液相速度不一样的非均质模型 (即  $u_g \neq u_l$ ), 还需要建立气体和液体速度与气相体积分数  $\alpha$  的关系。在众多模型中, 漂移流模型<sup>[11]</sup> (Drift flux model, 简写 DFM) 由于简单和相对准确, 常被用来刻画气体和液体流动速度之间的关系:

$$u_g = C_0 j + u_d \quad (10)$$

式 (10) 中: 气液混合物的体积平均速度  $j = \alpha u_g + (1 - \alpha)u_l$ ;  $u_d$ —描述气相与液相速度的差异, 也叫气相漂移速度;  $C_0$ —速度分布参数, 受局部气相饱和度、井的斜度、管道横截面上的流体速度分布、流态和流动方向的影响。方程 (9) 和 (10) 的联合最终可以得到:

$$\alpha = \frac{\rho_g}{x} [C_0 (\frac{1 - x}{\rho_l} + \frac{x}{\rho_g}) + \frac{u_d}{m/A}] \quad (11)$$

气相体积分数受速度分布参数和气相漂移速度控制, 其最终会对压力和温度的沿井分布产生重要的影响。DFM 模型形式多样, 其中的参数取值是关键。采用常用的 Shi 模型<sup>[12]</sup>:

$$C_0 = \frac{C_{\text{max}}}{1 + (C_{\text{max}} - 1)\eta^2} \quad (12)$$

$$u_d = \frac{(1 - \alpha C_0)K u_c}{\alpha C_0 \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l}} + 1 - \alpha C_0} \quad (13)$$

式 (13) 中: 参数  $\eta = \frac{\beta - B}{1 - B}$ ,  $\beta = \max(\alpha, \frac{\alpha|u_m|}{u_{\text{sgf}}})$ ,

$$u_{\text{sgf}} = K_u (\frac{\rho_l}{\rho_g})^{0.5} u_c, \quad B = \frac{2}{C_{\text{max}}} - 1.0667, \quad u_c =$$

$$[\frac{g\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2}]^{0.25}, \quad K_u = [\frac{142}{\sqrt{N_B}} (\sqrt{1 + 0.0062N_B} -$$

$$1)]^{0.5}, \quad N_B = d^2 [\frac{g(\rho_l - \rho_g)}{\sigma}];$$
 参数  $K$ —气相体积分

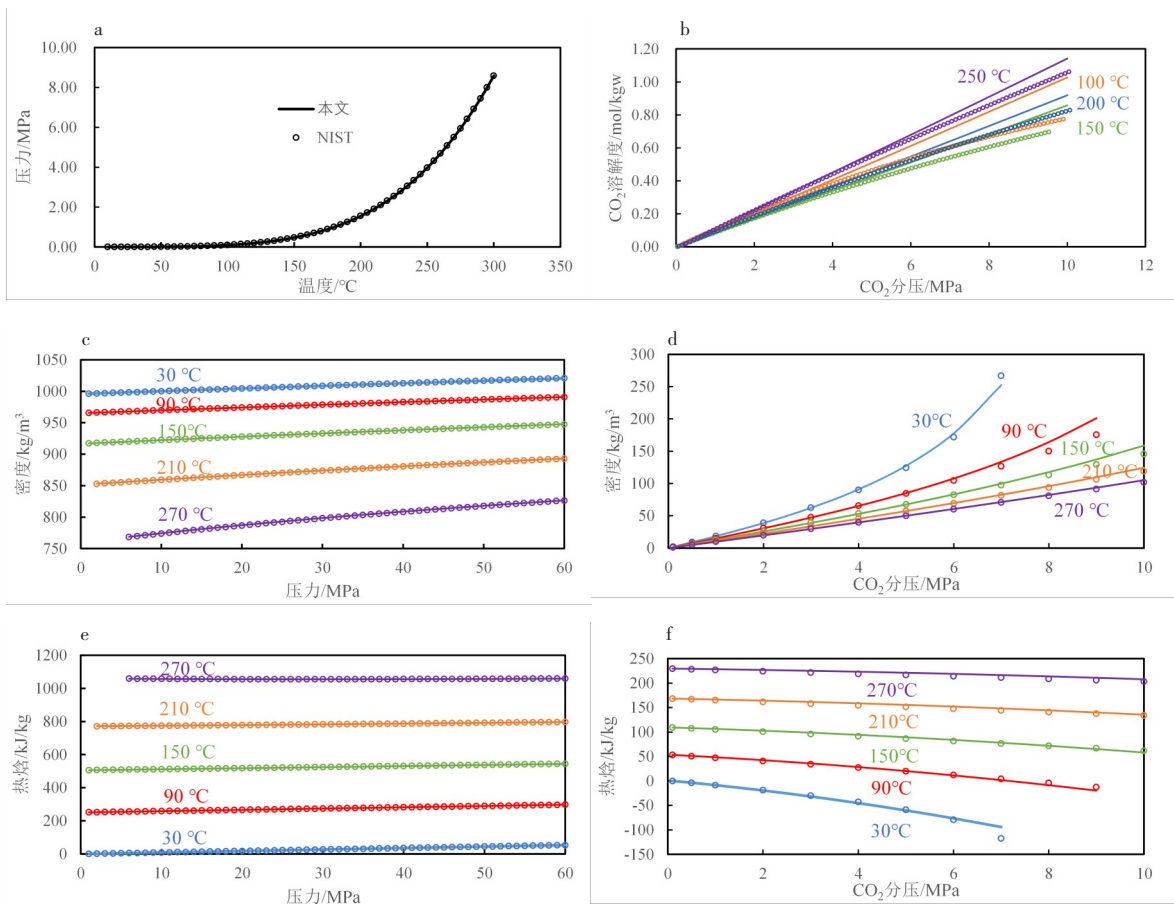
数  $\alpha$  的函数, 即

$$K = \begin{cases} 1.53 & a_1 \leq \alpha \\ 1.53 + \frac{C_0 K_u - 1.53}{2} [1 - \cos(\pi \frac{\alpha - a_1}{a_2 - a_1})] & a_1 \leq \alpha \leq a_2 \\ C_0 K_u & \alpha \geq a_2 \end{cases} \quad (14)$$

式(14)中:  $C_0$ 、 $a_1$  和  $a_2$  均为经验参数, 根据 Shi et al.<sup>[12]</sup> 实验结果和建议, 取  $C_{\max} = 1.2$ ,  $a_1 = 0.06$ ,  $a_2 = 0.12$ 。

以上模型中涉及到众多属性参数, 比如密度、焓值、饱和蒸气压和亨利常数等, 其计算主要来源于 TOUGH2/EOS2<sup>[13]</sup> 中的子程序。为了验证其可靠性和适用范围, 对比了其于 NIST 标准数据库 (<https://webbook.nist.gov/chemistry/>) 的计算结果。从对比结果(图 2)看, 水的各种属性(图 2a、c 和 e)对比非常一

致, CO<sub>2</sub> 的溶解度与 Duan and Sun (2003)<sup>[14]</sup> 的结果有一定的差异, 这个差异随着 CO<sub>2</sub> 分压的降低和温度的升高而降低, CO<sub>2</sub> 的密度和焓值同样在高温下对比较一致, 而在低温下有一定的误差。因此, 从模型的假设和参数等方面, 确定该模型的适用范围为: 1) 井筒流动达到相对稳定状态; 2) 井筒直径可变化, 但不易过大(DFM 模型要求); 3) 温度介于 100~300 °C 之间和 CO<sub>2</sub> 分压不超过 10 MPa; 4) 地热储层中流体状态应为液态。



a—水的饱和蒸气压; b—CO<sub>2</sub> 的溶解度; c—水的密度; d—CO<sub>2</sub> 的密度; e—水的热焓; f—CO<sub>2</sub> 的热焓。  
a—saturation pressure of H<sub>2</sub>O; b—CO<sub>2</sub> solubility; c—H<sub>2</sub>O density; d—CO<sub>2</sub> density; e—H<sub>2</sub>O enthalpy; f—CO<sub>2</sub> enthalpy.

图 2 模型中关键属性参数对比

Fig. 2 Comparison of key parameters in the model

### 2.3 计算流程

根据 Barelli 等<sup>[15]</sup> 提出的方法框架, 地热生产

井中流动状态下沿井剖面的温度和压力计算采用雷宏武等<sup>[10]</sup> 给出的改进计算流程(图 3)。

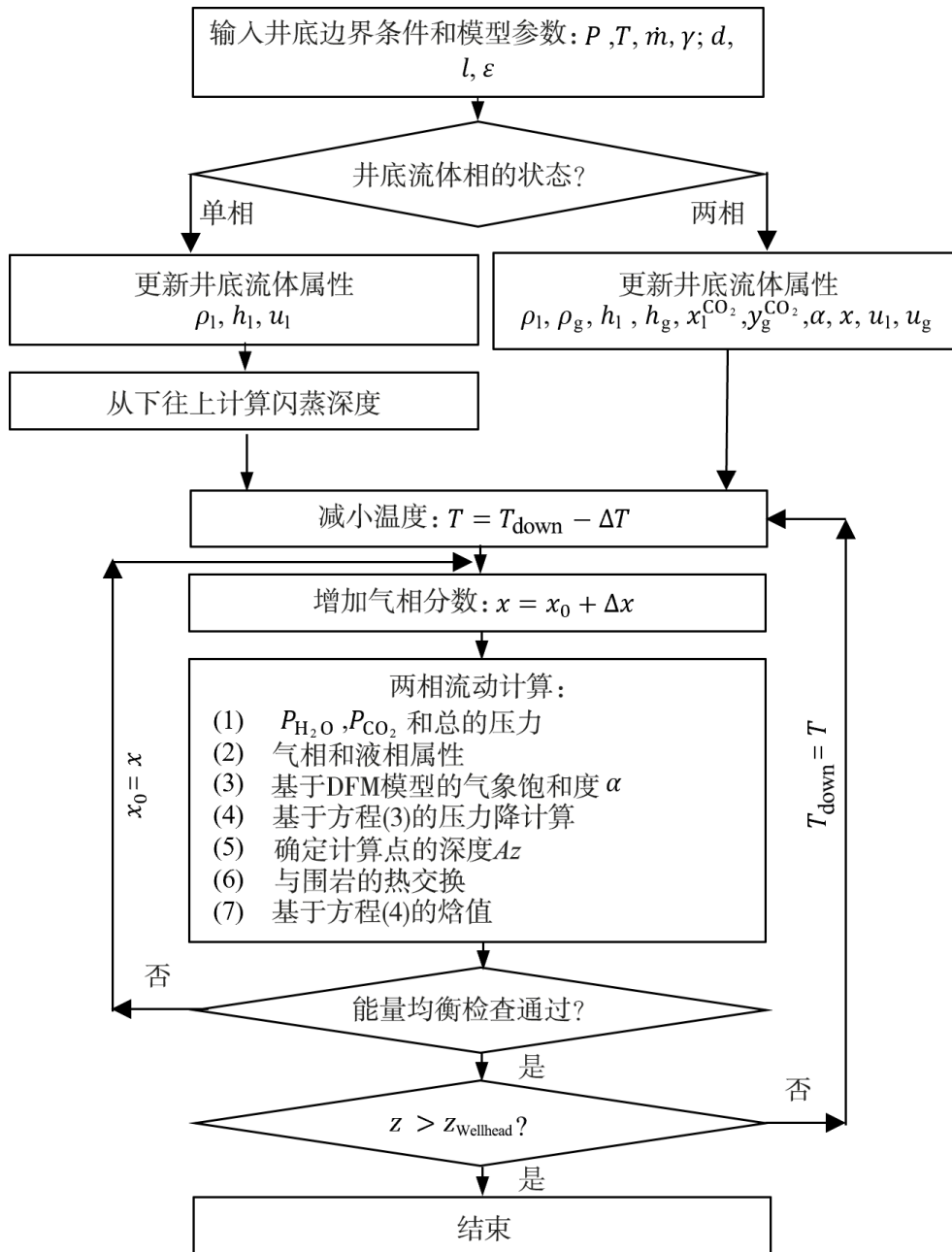


图 3 计算流程(据雷宏武等,2023)

Fig. 3 Flowchart of parameter calculation(After LEI Hongwu, et al, 2023)

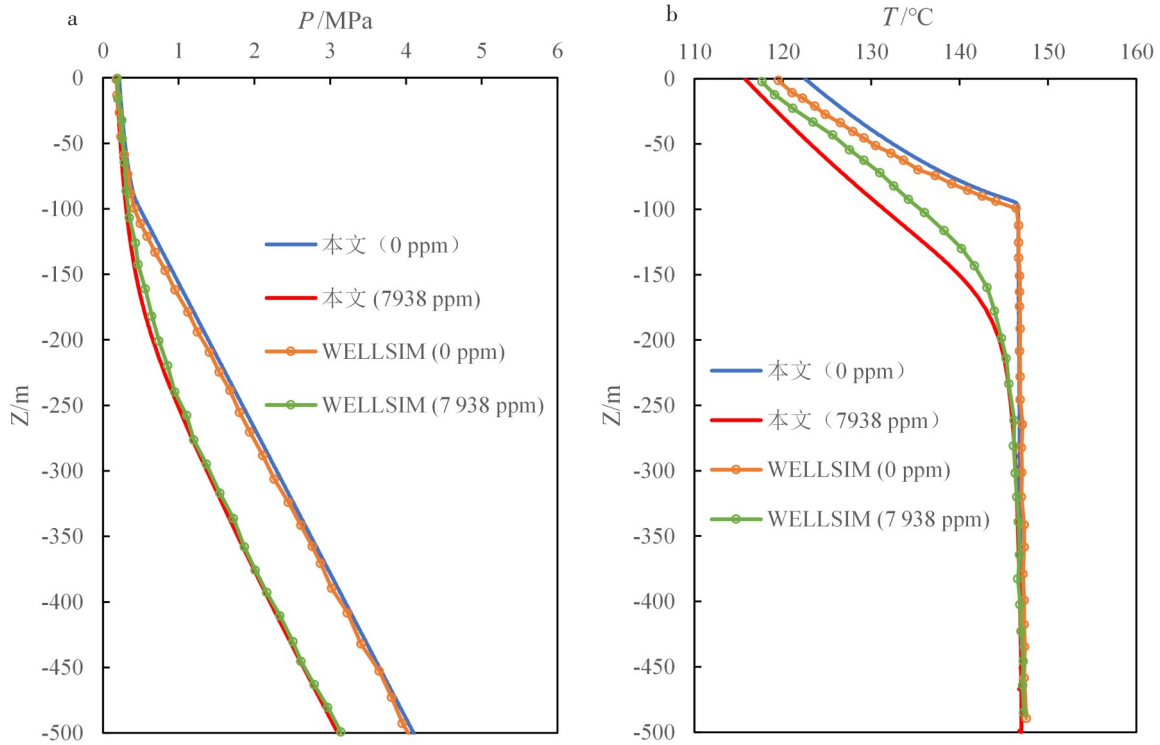
### 2.4 模型验证

为了验证两相流计算的可靠性,与广泛使用的地热井筒流动模拟器 WELLSIM (<https://www.gsd.s.co.nz/>) 的计算结果进行对比。对比实例来源于 Li 等<sup>[16]</sup>, 计算已知条件是井底压力、温度和流量。从对比结果看(图 4), 压力的对比较为一致, 温度在上部有一些差异, 主要原因是本文开发的模型中漂移流模型可能与 WELLSIM 中使用的有所差异, 在上部闪蒸过程

(液相逐渐蒸发为气相)中, 漂移流模型影响蒸发程度, 从而影响温度。

### 3 CO<sub>2</sub>含量的确定

地热流体中 CO<sub>2</sub>含量的差异会改变流体的属性, 进一步会导致生产井井筒中温度和压力分布存在差异, 这种差异是确定 CO<sub>2</sub>含量的基础。前面建立的模型是在已知井底(对应储层)温度、压力、流量和 CO<sub>2</sub>含量条件



a—压力对比; b—温度对比。

a-Pressure comparison; b-Temperature comparison.

图4 可靠性验证(WELLSIM的计算结果来源于Li等<sup>[16]</sup>)

Fig. 4 Verification of the model

下计算井筒中流体温度和压力分布,因此,需要采用反演模型来根据温度和压力分布确定CO<sub>2</sub>的含量。反演主要有两种方法:1)试错法;2)利用自动反演程序进行。试错法用于待反演参数较少的情况,比如一个参数或是2个参数;自动反演一般应用于参数多于两个的情况。由于本文待求参数仅一个,因此采用试错法方便容易。试错法一般首先把在参数范围区间均匀分段,每一段选取一个参数点通过模型计算获得预测结果,再与实测的对比误差,得到误差与参数对应的变化曲线,曲线上误差最小的点即为所求最优拟合参数。

## 4 应用实例

### 4.1 西藏谷露地热田

谷露地热田位于那曲—尼木地热带,亚东—谷露裂谷带北段,其是西藏地热储量最集中和最具开发潜力的地带<sup>[17]</sup>。在该地热带上,

已经建成了羊八井 25.18 MW 和羊易 16 MW 高温地热电站<sup>[18]</sup>。中国核工业集团有限公司最近几年在该地热田进行了详细的调查和勘探工作<sup>[19]</sup>,并完成了多口地热勘探井的钻探和产能测试工作,其中包括位于地热田核心地带的 ZK101 井。

ZK101 井深约 435 m,岩性主要为花岗闪长岩,热储层类型为基岩裂隙型热储,主要识别出 5 段高渗带,其中埋深 433~437 m 揭露到的热储带位于区域断裂破碎带内主要导热通道上,是所有热储层中温度最高、水量最大的位置,也是本地热井主要开发的层位。该井采用标准的詹姆斯端压法进行产能测试,同时进行静态和动态温压测试。测试结果显示,井底最高温度为 189.2 °C,井口温度为 177 °C。根据詹姆斯公式计算,汽水总量为 313 t·h<sup>-1</sup>,按照热电转化转换效率 12% 计算,发电潜力为 8.57 MW。模型计算需要的参数见表 1。

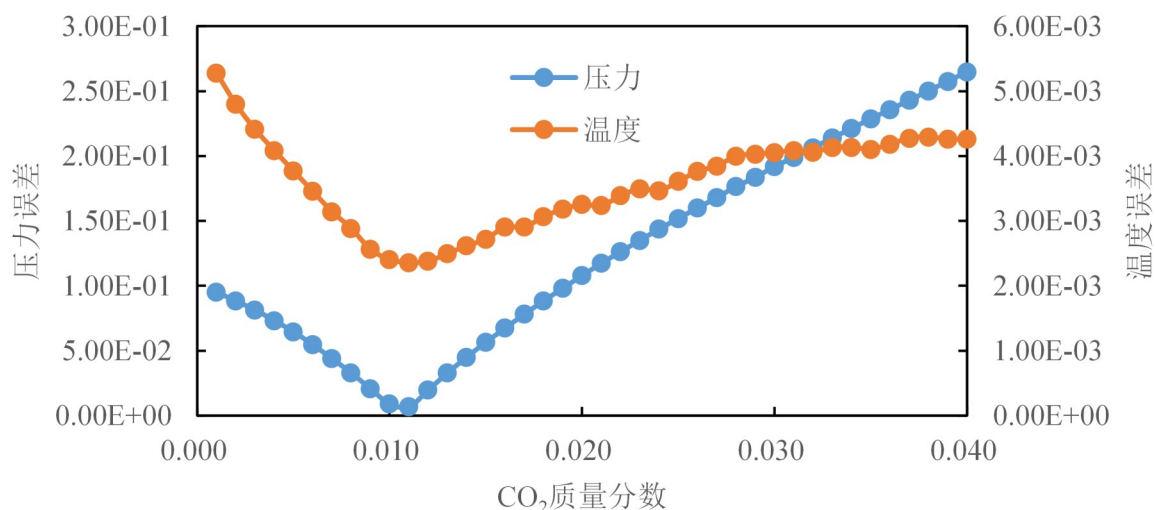
表 1 西藏谷露地热田井筒两相流动计算输入参数

Table 1 Input parameters for two-phase flow calculation in the Gulu geothermal field

模型参数	取值
井筒直径/m	0.22
井筒套管长度/m	435
套管底部位置压力/MPa	4.34
套管底部位置温度/°C	188.1
质量速率/(kg·s <sup>-1</sup> )	86.94
套管底部位置 CO <sub>2</sub> 质量分数	反演
套管摩擦系数/m	4.5×10 <sup>-5</sup>

从计算和测试的平均相对误差曲线上(图 5)可以看到,优化出的 CO<sub>2</sub> 含量为质量分数 1.1%。在该 CO<sub>2</sub> 含量下,温度和压力相对误差同时达到最小。图 6 显示了典型 CO<sub>2</sub> 含量下的温度、压力和干度分布特征,CO<sub>2</sub> 含量越高,井口的压力和温度也越高。CO<sub>2</sub> 含量为 1.1% 情况下,井口温度、压力和干度分别为

181°C、1.3 MPa 和 2.7%,闪蒸深度约 400 m。测试温度在井口附近与计算有较大的不同,主要是由于井口受环境的影响较大,产生了较大的测试误差。同时,也可以看到 CO<sub>2</sub> 的不同,温度和压力分布有明显的不同,证明了本文提出的方法确定 CO<sub>2</sub> 的含量是可靠的。

图 5 谷露地热田不同 CO<sub>2</sub> 含量计算与测量相对误差Fig. 5 Relative error for different CO<sub>2</sub> content between calculations and measurements in the Gulu geothermal field

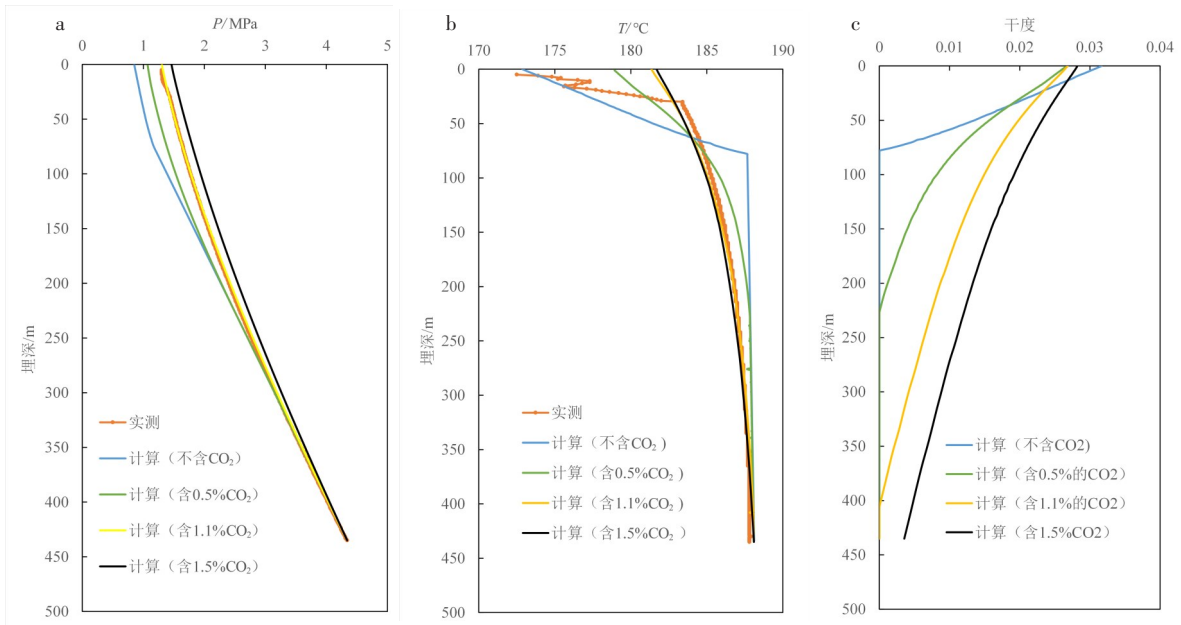
#### 4.2 土耳其克孜勒代尔地热田

克孜勒代尔地热田位于土耳其 Denizli 省西北部约 40 km 处,是典型的高温地热田。Akin and Kargi<sup>[20]</sup>通过放喷测试获取井筒温度和压力分布。模型计算需要的参数见表 2。

从平均误差图(图 7)上可以看到,压力误差最小值位于 CO<sub>2</sub> 含量为 3.2% 时,温度误差是随着 CO<sub>2</sub> 的增加逐渐减小,但考虑到压力相对误差明显大于温度误差,因此以压力误差为依据确定 CO<sub>2</sub> 含量是合适的。在 CO<sub>2</sub>

含量为 3.2% 时,井口温度、压力和干度分别为 217 °C、2.96 MPa 和 8.5%,闪蒸深度约 1 240 m。

以上实例显示了本方法确定地热储层中 CO<sub>2</sub> 含量的可行性,但由于没有其他方法进行佐证,无法确定其准确性。从模型本身考虑,可能影响其准确性的主要因素有:1)井筒围岩换热,井筒越长,该影响越大;2)漂移流模型与井筒中流体流动的适配性。为了分析以上因素的影响程度,一般可以通过变流量的温度-流压测试数据进行多次计算评价。



a—压力; b—温度; c—干度。

a-Pressure; b-Temperature; c-Dryness.

图 6 谷露地热田计算和实测结果对比

Fig. 6 Comparison of calculated and measured data in the Gulu geothermal field

表 2 土耳其克孜勒代尔地热田井筒两相流动计算输入参数

Table 2 Input parameters for two-phase flow calculation in the Kizildere geothermal filed, Turkey

模型参数	取值
井筒直径/m	0.24
井筒套管长度/m	2 195
套管底部位置压力/MPa	17.7
套管底部位置温度/°C	237
质量速率/(kg·s <sup>-1</sup> )	49.4
套管底部位置 CO <sub>2</sub> 质量分数	反演
套管摩擦系数/m	4.5 × 10 <sup>-5</sup>

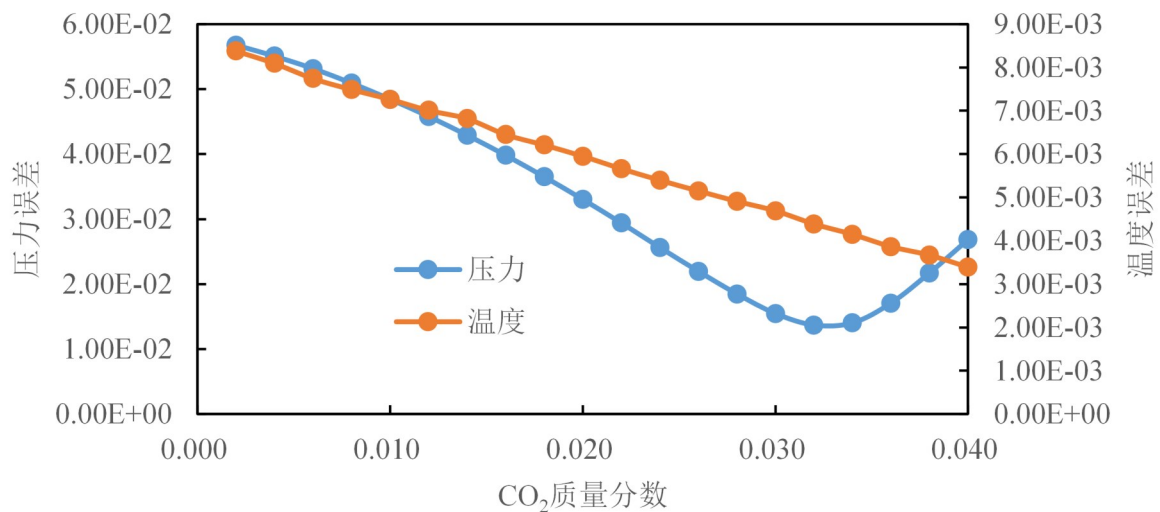
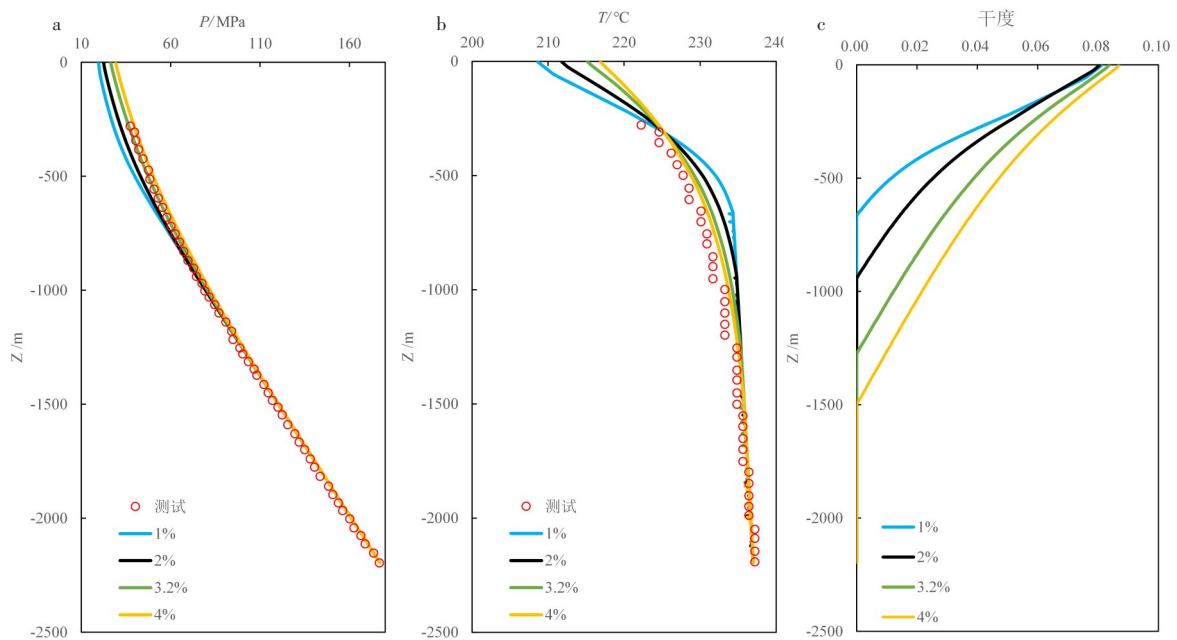


图 7 克孜勒代尔地热田不同 CO<sub>2</sub> 含量计算与测量相对误差

Fig. 7 Relative error for different CO<sub>2</sub> content between calculations and measurements in the Kizildere geothermal field



a—压力；b—温度；c—干度。

a—Pressure；b—Temperature；c—Dryness.

图 8 克孜勒代尔地热田计算和实测结果对比(测试数据来源于 Akin and Kargi<sup>[20]</sup>)

Fig. 8 Comparison of calculated and measured result in the Kizildere geothermal field

## 5 结论

高温地热储层流体中的  $\text{CO}_2$  对地热开发产生重要的影响,在开发前需要确定其含量。提出了一种相对可靠的地热流体中  $\text{CO}_2$  含量确定方法,其比直接取样分析简单、可靠和成本低。通过建模、分析和评价,得到以下结论:

1) 基于质量守恒、能量守恒和动量守恒原理,建立了高温地热井筒  $\text{CO}_2$ - $\text{H}_2\text{O}$  体系包括闪蒸过程的两相流动模型。该模型可应用到温度  $100\sim 300^\circ\text{C}$  和  $\text{CO}_2$  分压不超过 10 MPa 的体系中。

2) 该模型与商业软件 WELLSIM 对比验证了其可靠性,并基于该模型,联合放喷测试中的井筒温度和压力分布的测量,建立了储层流体中  $\text{CO}_2$  含量确定方法。

3) 采用提出的方法进行了西藏谷露地热田和土耳其克孜勒代尔地热田  $\text{CO}_2$  含量的确定,分别为质量分数 1.1% 和 3.2%。同时还评价了生产井沿井剖面的气-液分布和气化深度,可为后续的地热产能预测和井筒结垢防垢评价提供重要支撑。

值得指出的是,所开发的方法对地热和

$\text{CO}_2$  地质封存具有较大的应用价值,具体可包括:针对地热,应用场景包括井筒碳酸钙结垢评价、地热开发井筒  $\text{CO}_2$  的排放量评价、储层中长期  $\text{CO}_2$  的变化评价;针对  $\text{CO}_2$  地质封存,该方法可以用于识别井筒中是否存在  $\text{CO}_2$  泄漏以及  $\text{CO}_2$  的含量。

## 参考文献

- 张渡,李臻. 西藏羊八井地热电站闪蒸蒸汽中不凝结气体的测定[J]. 热力发电, 1982(8): 30-37.  
ZHANG Du, LI Zhen. Determination of non-condensable gases in flash steam of Yangbajing geothermal power station in Tibet[J]. Thermal Power Generation, 1982(8): 30-37 (in Chinese).
- ZHAO P, DUO J, LIANG T, et al. Characteristics of gas geochemistry in Yangbajing geothermal field, Tibet[J]. Chinese Science Bulletin, 1998, 43(21): 1770-1776.
- WOLFF-BOENISCH D, EVANS K. Review of available fluid sampling tools and sample recovery techniques for groundwater and unconventional geothermal research as well as carbon storage in deep sedimentary aquifers[J]. Journal of Hydrology, 2014, 513: 68-80.
- HSIEH P S, LIN C K, CHANG Y T, et al. The GTF

- sampler: A new downhole equipment for geothermal fluid sampling and its testing results in the Chingshiu geothermal field, Ilan, Taiwan[J]. *Geothermics*, 2021, 94:102077.
- 5 吴儒杰,郑冉,张松,等. 西藏谷露地热田ZK401高温地热井钻井工艺技术[J]. *世界核地质科学*, 2024, 41(1): 117-128. doi: 10.3969/j. issn. 1672-0636.2024.011  
WU Rujie, ZHENG Ran, ZHANG Song, et al. Drilling technology of ZK401 high temperature geothermal well in Gulu geothermal field, Xizang [J]. *World Nuclear Geoscience*, 2024, 41(1): 117-128 (in Chinese).
- 6 张松,郝伟林,胡先才,等. 地热井温度测井在热储层分析中的应用[J]. *世界核地质科学*, 2023, 40(3): 843-851.  
ZHANG Song, HAO Weilin, HU Xiancai, et al. Application of temperature logging in geothermal reservoir analysis [J]. *World Nuclear Geoscience*, 2023, 40(3): 843-851 (in Chinese).
- 7 MUBAROK M H, ZARROUK S J. Discharge stimulation of geothermal wells: Overview and analysis[J]. *Geothermics*, 2017, 70: 17-37.
- 8 TONKIN R A, O'SULLIVAN M J, O'SULLIVAN J P. A review of mathematical models for geothermal wellbore simulation [J]. *Geothermics*, 2021, 97: 102255.
- 9 CANBAZ C H, EKREN O, AKSOY N. Review of wellbore flow modeling in CO<sub>2</sub>-bearing geothermal reservoirs[J]. *Geothermics*, 2022, 98: 102284.
- 10 雷宏武,白冰,崔银祥,等. 高温地热生产井碳酸钙结垢定量评价:两相流动——以西藏羊八井为例[J]. *地球科学*, 2023, 48(3): 923-934.  
LEI H W, BAI B, CUI Y X, et al. Quantitative assessment of calcite scaling of a high temperature geothermal production well: Two-phase flow: Application to the Yangbajing geothermal fields, Tibet[J]. *Earth Science*, 2023, 48(3): 923-934 (in Chinese).
- 11 ZUBER N, FINDLAY J. Average volumetric concentration in two-phase flow systems[J]. *Journal of Heat Transfer*, 1965, 87: 453.
- 12 SHI H, HOLMES J A, DURLOFSKY L J, et al. Drift-flux modeling of two-phase flow in wellbores [J]. *SPE Journal*, 2005, 24-33.
- 13 PRUESS K, CURT O, GEORGE M. TOUGH2 user's guide: Version 2.0 [R]. Berkeley: Earth Science Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, 1999.
- 14 DUAN Z H, SUN R. An improved model calculating CO<sub>2</sub> solubility in pure water and aqueous NaCl solutions from 273 to 533 K and from 0 to 2 000 bar [J]. *Chemical Geology*, 2003, 193(3/4): 257-271.
- 15 BARELLI A, CORSI R, PIZZO D. A two-phase flow model for geothermal wells in the presence of non-condensable gas [J]. *Geothermics*, 1982, 11(3): 175-191.
- 16 LI Y M, PANG Z H, GALECZKA I M. Quantitative assessment of calcite scaling of a high temperature geothermal well in the Kangding geothermal field of eastern Himalayan syntax [J]. *Geothermics*, 2020, 87: 101844.
- 17 刘昭. 西藏尼木-那曲地热带典型高温地热系统形成机理研究[D]. 北京: 中国地质科学院, 2014.  
LIU Zhao. The forming mechanism of typical high-temperature geothermal systems in Nimu-Naqui geothermal belt [D]. Beijing: Chinese Academy of Geology Sciences, 2014 (in Chinese).
- 18 郑克桢,郑帆. 中国地热发电产业前景探讨[J]. *中外能源*, 2020, 25(11): 17-23.  
ZHENG Keyan, ZHENG Fan. Discussion of prospects of geothermal power generation industry in China [J]. *Sino-global Energy*, 2020, 25(11): 17-23 (in Chinese).
- 19 高洪雷,胡志华,万汉平,等. 西藏谷露地热田地热地质特征[J]. *地球科学*, 2023, 48(3): 1014-1029.  
GAO H L, HU Z H, WAN H P, et al. Characteristics of geothermal geology of the Gulu geothermal field in Tibet [J]. *Earth Science*, 2023, 48(3): 1014-1029 (in Chinese).
- 20 AKIN T, KARGI H. Modeling the geochemical evolution of fluids in geothermal wells and its implication for sustainable energy production [J]. *Geothermics*, 2019, 77: 115-129.