

二氧化碳羽流地热系统中井间距和储层渗透率 对热提取率的影响:以松辽盆地为例

魏铭聪^{a,b}, 杨冰^{a,b}, 许天福^{a,b}, 石岩^{a,b}, 封官宏^{a,b}, 冯波^{a,b}

(吉林大学 a. 环境与资源学院; b. 地下水资源与环境教育部重点实验室, 长春 130021)

摘要: 二氧化碳羽流地热系统(CPGS)是一种新的地热能的开采技术,其以超临界 CO₂ 作为地下热能载体,利用天然孔隙介质,实现深部地热资源的提取与 CO₂ 地质储存的双重目的。以松辽盆地中央凹陷区泉头组三、四段为目标储层,运用 TOUGH2/ECO2H 软件建立了平面二维羽流地热模型,且对地下热流体进行了数值模拟,定量分析了注入井与生产井井间距离以及储层渗透率对热提取率的影响。模拟结果显示,羽流地热系统的热提取率随着注入井与生产井的井间距离和储层渗透率的增大而增大。为提高 CO₂ 羽流地热系统的能量输出,应选择“中等渗透率(模型为 $10^{-15} \sim 10^{-14} \text{m}^2$)、注入井与生产井的井间距离长(模型为 707.10 m)”的地层作为热储层。

关键词: 羽流地热系统;热提取率;井间距;数值模拟

中图分类号: P314.2

文献标志码: A

文章编号: 1000-7849(2015)02-0188-06

21 世纪以来,如何得到足够的能源促进经济发展,对全球各国而言都是一个巨大的挑战^[1]。而石油、天然气、煤等化石燃料还将在接下来的至少半个世纪内为人类提供巨大的能源^[1]。但是这些化石燃料的不可再生性及对全球气候的潜在威胁性必然迫使我们寻找低碳、可再生和经济的能源。深部孔隙介质(如沉积盆地)储存的热能巨大,外加其环境友好性质,符合以上标准。如果能实现对深部地热能的提取及利用,必将为经济的发展提供巨大的动力^[2]。

21 世纪以来,国内外学者对提取和利用深部地热能开展了众多相关研究。例如,以美国洛斯阿拉莫斯国家实验室 Brown 为代表的科学家提出利用超临界 CO₂ (压力不小于 7.38 MPa,温度不小于 31.04℃)作为载热流体开采地热资源(即二氧化碳增强型地热系统)^[3-5]。2010 年,Randolph 等^[6]首次提出了二氧化碳羽流地热系统(CPGS),并且对比增强型地热系统,指出了二氧化碳羽流地热系统的优点。对于羽流地热系统来说,它不仅具有 CO₂ 的较大的可压缩性和膨胀性,以及较低的黏度等优点^[7],而且它不需要对储层进行压裂就可以进行采热,同时二氧化碳羽流地热系统中的流体损失会间接达到地质封存 CO₂ 的目的,这也是当今二氧化碳

地质封存的一种新方式^[5,8]。相同条件下,二氧化碳羽流地热系统的热提取率和有效采热时间都明显大于 CO₂-EGS^[9]。

以往的研究只考察了变量——储层温度、压力、注入 CO₂ 的温度等对热提取效率的影响^[5,10]。而在实际情况下,注入井和生产井井间距离和储层渗透率对热提取率的影响更加复杂。因此,笔者将结合松辽盆地的实际地层物性特征,采用数值模拟方法,通过模拟结果分析二氧化碳羽流地热系统运行时的热提取率与流量的变化特征,从而获得影响二氧化碳羽流地热系统热提取率的储层物性因素;重点分析注入井与生产井的井间距离、储层的渗透率对热提取率和生产井流量的影响,以指导深部地热能的开采。

1 模型建立

1.1 研究区域的地质条件概况

笔者取松辽盆地早期阶段的以沉积、河流相为主,向盆地边缘粒度变粗的中心凹陷区的泉头组三、四段作为天然地热储层。选取储层厚度约 100 m,埋深约 2 000 m,储层(初始)温度和压力分别为

收稿日期:2014-06-23 编辑:刘江霞

基金项目:国家自然科学基金项目(41272254);吉林大学研究生创新研究计划项目(20121069);吉林省科技计划项目(201405200179JH)

作者简介:魏铭聪(1991—),男,正在攻读地下水科学与工程专业硕士学位,主要从事地热能开发与利用方面研究和地下水数值模拟工作。E-mail:weime13@mails.jlu.edu.cn

通信作者:冯波(1982—),男,讲师,主要从事水资源与水环境评价工作。E-mail:fengbo82@126.com

120℃和20 MPa。泉头组三段以灰绿色、紫灰色粉、细砂岩与紫红色泥岩互层为主;泉四段为灰绿色、灰白色粉、细砂岩与紫红色、棕红色泥岩互层,顶部常为灰绿色泥岩。因泉头组三、四段组中的泥岩层厚度较小,在模型中将其概化为砂岩。地热储层上面覆盖整合—平行不整合接触的青山口组泥岩,可有效防止系统运行时CO₂的泄露^[10]。

1.2 模型建立

笔者根据研究区地层特征,采用五点式布井方案(图1)^[9]。五点式布井方案是提高二氧化碳羽流地热系统运行效率的井流模型。为了确保模型的准确性,笔者对经典的五点式布井模型的网格剖分进行了改进,即采用二氧化碳地质封存模拟方法计算,将模拟区域的1/8不规则地剖分为127个网格,这种剖分法是提高净热提取率计算精度的一种简单而快捷的方法。本次研究在研究区的中心区域布设1口注入井,生产井与注入井的井间距均为707.10 m,5口井处在面积为1 km²的平面方形区域内,生产井位于方形区域的4个角上。由于五点式布井方式的对称性,本次研究只考虑方形区域的1/8部分。注入井和生产井与储层之间的压力差均取2 MPa,其中注入井井底压力为22 MPa,生产井井底压力为18 MPa;注入井内的CO₂温度为20℃,模型模拟时间为40 a。模拟区域面积较温度场受影响范围大,模型的顶部和底部边界设为隔水导热边界。根据研究区域的地质条件情况,建立平面二维地质概念模型,模拟储层的几何与水文地质参数依据研究区地层实际情况选取,详细参数见表1。

1.3 模拟工具

以CO₂为载热流体的深部地热能开发是温度场、渗流场、应力场多场耦合的复杂过程和系统。笔者采用通用多相流模拟器TOUGH2程序的并行计算版本TOUGH2/ECO2H进行模拟计算,它适用于模拟非等温多相流的H₂O-NaCl-CO₂(水-岩-气)系统,该程序作为TOUGH2/ECO2N的升级版本,

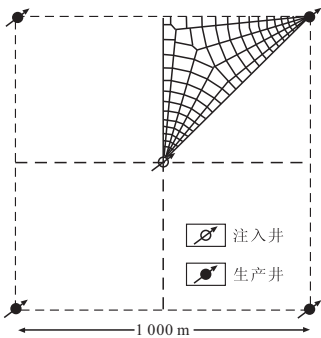


图1 五点式平面布井的1/8对称区域计算网格模型图^[9]

Fig.1 Five-spot well pattern with computational grid for modeling a 1/8 symmetry domain

相较于TOUGH2/ECO2N,将温压范围从(0.1 MPa,3.04℃至60 MPa,103℃)扩展至(0.1 MPa,3.04℃至-67.6 MPa,243℃),可模拟的温度范围有了明显的提升,可以更精确地判断三相状态及相变,更好地刻画高温条件下CO₂与水蒸气及盐分共存的状态方程。

表1 模拟储层几何与水文地质参数

Table 1 Geometric and hydrogeological specifications for the simulation

储层几何参数:	
厚度/m	100
水平渗透率/m ²	8.720×10^{-14}
岩石颗粒密度/(kg·m ⁻³)	2 600
岩石比热/(J·kg ⁻¹ ·℃ ⁻¹)	1 000
岩石热传导系数/(W·m ⁻¹ ·℃ ⁻¹)	2.51
孔隙度/%	12.1
孔隙压缩系数/Pa ⁻¹	4.5×10^{-10}
盐度/%	0.001
储层初始条件:	
储层流体	水
温度/℃	120
压力/kPa	2×10^4
生产井/注入井	
模拟面积/km ²	1.00
注入井—生产井间距/m	707.10
注入温度/℃	20
注入井井底压力/MPa	22
生产井井底压力/MPa	18
相对渗透率模型	
液相 ^[11] :	
$k_{rl} = \sqrt{s^*} \{1 - (1 - [s^*]^{1/m})^m\}^2$	$s^* = (s_l - s_{lr})(1 - s_{lr})$
s_{lr} 为残余水饱和度	$s_{lr} = 0.30$
m 为指数	$m = 0.457$
气相 ^[12] :	
$k_{rg} = (1 - \hat{s})^2 (1 - \hat{s}^2)$	$\hat{s} = (s_l - s_{lr}) / (s_l - s_{lr} -$
S_{gr} 为残余水饱和度	$\hat{s}_{gr}) \approx 0.05$
毛细压力模型 ^[11] :	
$p_{cap} = -p_0 ([s^*]^{-1/m} - 1)^{1-m}$	$s^* = (s_l - s_{lr})(1 - s_{lr})$
s_{lr} 为残余水饱和度	$s_{lr} = 0.00$
m 为指数	$m = 0.457$
p_0 为毛细进入压力	$p_0 = 19.61 \text{ kPa}$

1.4 模拟方案设计

羽流地热系统热提取率的影响因素很多,其中关键的6个因素包括:CO₂的注入温度、注入井和生产井与储层的压力差的设定、注入井和生产井井间距离、储层的渗透率、初始盐度、储层岩体的比热容^[10]。笔者仅对注入井与生产井井间距和储层的渗透率对热提取率的影响进行系统研究。

中外学者研究深部地热能系统相关问题时,大多把注入井和生产井的距离设定在400~1 000 m内^[7,13-21]。笔者参考前人^[7,13-21]的经验,为了分析不同井间距对热量提取率的影响,设计方案1~3分别设定注入井和生产井井间距离为424.26,707.10,989.95 m。方案1~3的CO₂注入温度、注入井和生产井与储层压力差的设定同基础方案一致。

依据松辽盆地中心凹陷区域泉头组三、四段地

层的实际渗透率大小的范围(其中泉三段储层孔隙度主要介于 6%~18% 之间,平均为 12.1%;渗透率通常低于 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $10.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;泉四段储层孔隙度主要介于 6%~22% 之间,平均为 13.6%;渗透率通常低于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $30.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),笔者在考虑渗透率对热提取率的影响时设计了 4 组对比方案(设计值见表 2)。

表 2 不同模拟方案设计

Tabel 2 Different scenarios design for simulation

方案名称	注入井和生产井井间距离/m	储层渗透率/ m^2
基础方案	707.10	8.72×10^{-14}
方案 2	424.26	8.72×10^{-14}
方案 3	989.95	8.72×10^{-14}
方案 4	707.10	8.72×10^{-15}
方案 5	707.10	8.72×10^{-13}
方案 6	707.10	8.72×10^{-12}

1.5 生产井中流体的几种变化

在本研究的模型中载热流体在储层中是 CO_2 与水的两相驱替过程。驱替过程中储层相对渗透率随着水与 CO_2 的比例的变化而变化(图 2)。生产井流体变化分为 3 个阶段:初始阶段生产井井流为液相水流,储层液相饱和度从 1 开始减小,相对渗透率(k/k_0)也从 1 开始减小,气相在储层中的相对渗透率逐渐增大;中期阶段,生产井井流为液态水流与气相 CO_2 的两相流,储层气体的相对渗透率继续增大,液相的相对渗透率继续减小,但是数值都在 0~1 之间;后期阶段,生产井井流为气态水和 CO_2 的两相流。此后,储层中的气相相对渗透率变为 1,液相相对渗透率变为 0。

1.6 热提取率计算方法

生产井的载热流体为单相的水或者 CO_2 时,采用 Pruess^[9] 提出的计算公式 $G = F_{\text{pro}}(h_{\text{pro}} - h_{\text{inj}})$ 进行热提取率的计算,式中: F_{pro} 为生产井流量; h_{pro} 为生产井井流焓值; h_{inj} 为注入井井流焓值。

生产井的载热流体存在水和 CO_2 两种组分时,

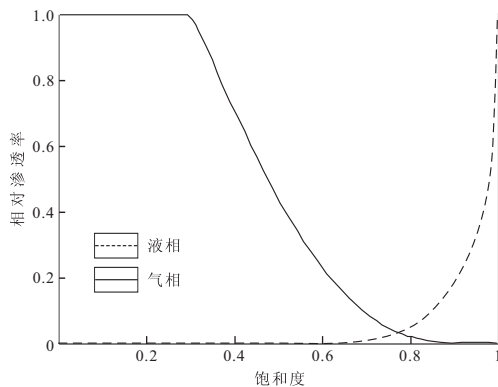


图 2 相对渗透率曲线^[22]

Fig. 2 Relative permeability curves

采用 Pruess^[9] 的热提取率计算公式 $G = F_{\text{pro}}(h - h_{\text{inj}})$ (该公式只适用于单向流的热提取率计算)的修改公式进行热提取率的计算,即

$$G = (H_{\text{pro-}\text{CO}_2} F_{\text{pro-}\text{CO}_2} + H_{\text{pro-H}_2\text{O}} F_{\text{pro-H}_2\text{O}}) - H_{\text{inj-}\text{CO}_2} F_{\text{pro-}\text{CO}_2}$$

式中: $H_{\text{pro-}\text{CO}_2}$ 为生产井中气相 CO_2 的焓值; $H_{\text{pro-H}_2\text{O}}$ 为生产井中水的焓值; $H_{\text{inj-}\text{CO}_2}$ 为注入井中 CO_2 的焓值; $F_{\text{pro-}\text{CO}_2}$ 为生产井中的 CO_2 的流量。

2 注入井和生产井井间距对系统热提取率的影响

根据模拟结果(图 3),在 CO_2 —水驱替阶段初期,在其他各项参数相同的情况下,不同井间距离生产井的流量均不相同,这可能是由不同井间距引起的。随着 CO_2 的不断注入,生产井的流量则升高,这是由于 CO_2 的流动性较水强,且随着气相饱和度和相对渗透率变大,而后达到稳定,流量亦随之趋于稳定。图 3,4 显示, CO_2 注入初期和中期阶段,生产井流量和热提取率呈正相关。 CO_2 到达生产井之前,生产井的流量和热提取率都达到了第一个峰值,井间距为 424.26,707.10,989.95 m 的模型的热提取率分别为 9.18,8.17,9.39 MW。但由于井间距的不同,到达的时间也不同,井间距越小,到达的时间越短。井间距为 424.26,707.10,989.95 m 的模型 CO_2 到达生产井附近的时间分别为 0.4,1.0,2.0 a。如图 5 所示,基础方案生产井载热流体的组分在 1 年左右开始产生变化,即 CO_2 到达生产井。我们将 CO_2 进入生产井的瞬间称为突破点。突破点以后,生产井中的流体变为 CO_2 —水的两相分流体,生产井的流量和热提取率都从峰值降低到第一个低谷,这是因为流量的减少使得热提取率降低,而流量降低的原因是储层的相对渗透率变小(图 5),进入生产井中的流量就减少。随着载热流体中气相的 CO_2 增加(图 3),生产井的流量逐渐增加,热提取率也逐渐升高。因为生产井的载热流体 CO_2 增加,它

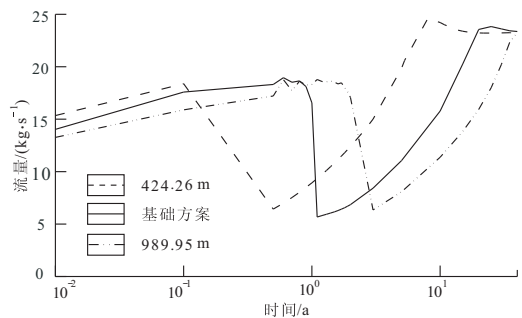


图 3 井间距离变化时生产流体流量随时间变化图

Fig. 3 Mass flow rates of produce fluid change temporally with the distance change

的黏滞性小于液态水,流量增加;同时生产井与注入井的焓差($h-h_{inj}$)大于单相液态水流,根据热提取率计算公式热提取率最终增加。在生产井流量和热量提取率再次达到峰值时(图3,4), CO_2 驱替液态水结束(图5),储层的气相相对渗透率为1,液相为0。不同井间距离424.26,707.10,989.95 m的生产系统 CO_2 完成对水的驱替时间分别为7.5,15,38 a。这说明井间距离越大,二氧化碳羽流地热系统中储层有效产热时间越长。在 CO_2 驱替储层的液态水结束以后,生产井的流量呈梯度上升趋势(图3,5),但热提取率呈急剧下降趋势(图4),原因是 CO_2 在载热流体中的质量分数的增加,载热流体流动性增强,生产井流体流量增加;但是经过长期的采热,地层的温度逐渐下降, CO_2 获得储层的热量减少,生产井和注入井的焓差($h-h_{inj}$)减小,储层温度是影响热提取率的主要因素,这样即使流量增加,热提取率也会下降。

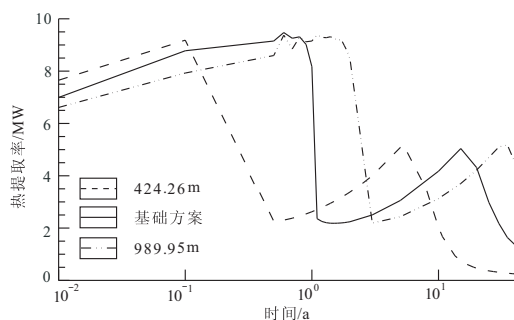


图4 渗透率为 $8.72 \times 10^{-14} m^2$ 不同井间距的热提取率

Fig. 4 Heat extraction rates in different well spacing with permeability of $8.72 \times 10^{-14} m^2$

在液相流消失阶段,井间距离越长此阶段提取的总热量越大(图4)。这是因为井间距离增大,深部地热系统可提取的总热能和 CO_2 和储层的热交换时间增加,减弱了热损耗对 CO_2 流动性和热量提取率的负面影响,减小了生产流体流量在液相流消失阶段的下降趋势(图4,5),降低了热提取率在此阶段的下降速率,提高了系统的热量提取率。如图4所示,井间距离增加,二氧化碳深部地热系统运行期间的平均热提取率增加。热提取率对井间距增大的敏感性小于井间距减小的敏感性,这是因为井间距增大后 CO_2 -水驱替时间增加,此时间段热提取率的降低限制了深部地热系统运行期间平均热提取率随井间距离增加而增加的敏感性。

在生产井载热流体液相消失后,随着低温的 CO_2 不断从热储层中获取热能,储层的热损耗不断变大,岩体温度也不断下降,岩层对 CO_2 的传热作用也不断减弱,载热流体的焓值减小,虽然生产井的

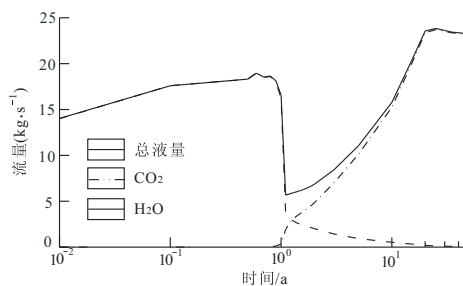


图5 基础方案生产井中载热流体的组分变化

Fig. 5 Base case of heat transfer fluid composition changes in production well

流量在增加,但生产系统的热提取率还是在降低,最终储层的温度不足以达到生产要求。

当注入 CO_2 温度、注入井和生产井与储层压力差、渗透率等条件确定的时候,注入井、生产井的距离决定了深部地热系统的热提取率总量。其实质在于井间距的增大减小了井间压力梯度,同时增大了羽流地热系统所能提取的最大地热资源量和载热流体与储层的热交换时间,削弱了热损耗对热提取率的影响,降低了载热流体流动过程对热量运移的影响。

3 羽流地热系统中储层渗透率对系统热提取率的影响

由图6可以看出,净热提取率与渗透率呈正相关关系,这是因为渗透率增大导致井流流量增加,则热提取率增大(表3)。由此可见,渗透率对生产井的热提取率影响非常显著。

表3 不同渗透率下热提取率的大小

Table 3 The size of heat extraction rates under different permeability

方案名称	基础方案	方案4	方案5	方案6
渗透率/ m^2	8.72×10^{-14}	8.72×10^{-15}	8.72×10^{-13}	8.72×10^{-12}
最高热提取率/MW	9.02	0.93	85.74	766.49

由表3可见,当储层的渗透率增加一个数量级时,热提取率增大的趋势非常明显,渗透率为 $8.72 \times 10^{-15} m^2$ 的储层初始热提取率为0.93 MW,而渗透率为 $8.72 \times 10^{-14} m^2$ 的初始热提取率为9.02 MW,后者的热提取率接近前者的10倍。这是因为储层渗透率越大,渗透流速也越大,突破点越早,故热提取率更高,在同一时间段储层的热损耗相应也就越大,且热提取率的最大值出现的时间也就越早。当渗透率继续增大时,热提取率也同时增大。但是,选取储层渗透率越大的方案,热提取率达到最大值的时间越短,渗透率为 $8.72 \times 10^{-12} m^2$ 的储层在0.01 a热提取率就达到最大值,这对于羽流地热的

生产来说很不合理。从净热提取率来看渗透率过大,热提取率衰减较快,不利于系统长期稳定运行。对于不同井间距,随着渗透率的变化,热提取率的变化规律与基础方案类似。

当生产井采热一段时间以后,储层渗透率大的方案热提取率首先达到最大值(方案6的热提取率在0.1 a左右达到最大值),这是因为生产井载热流体流量虽然随渗透率的增大而增加,但是储层的热损耗也增大,生产井井流与注入井井流的焓差就减小,即同一时间内,流量随渗透率增大而增大,焓差

随渗透率增大而减小。因此,随着系统的运行,渗透率变化对热提取率的影响越来越小。这种热提取率变化规律同样适用不同井间距的生产系统(图7)。对比图7可知,储层渗透率越大,井间距越大,净热提取率越高,但是渗透率大的储层,热提取率有效提取时间越短。

根据以上规律,我们可以知道,渗透率对热提取率的影响随着时间的增加而减小,且变化十分明显。因此,在实际生产工程中,根据生产井载热流体的不同用途,需要注意储层渗透率对它的影响。

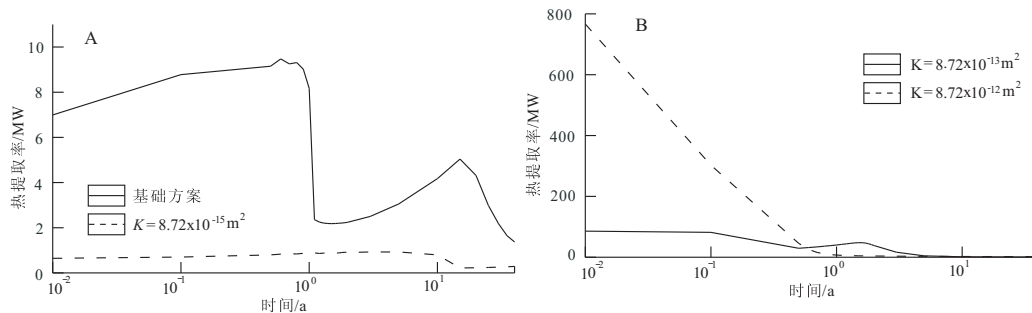


图6 井间距为707.10 m不同渗透率下的热提取率

Fig. 6 Heat extraction rates with 707.10 m well spacing under different permeability

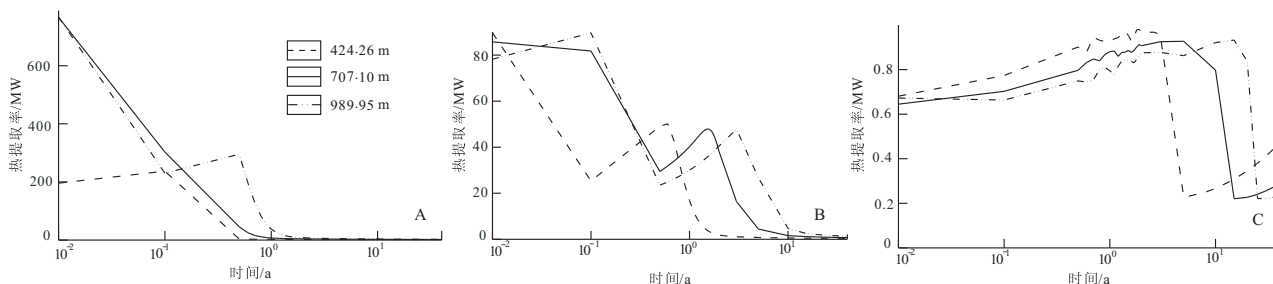


图7 不同渗透率(A. $8.72 \times 10^{-12} \text{ m}^2$; B. $8.75 \times 10^{-13} \text{ m}^2$; C. $8.72 \times 10^{-15} \text{ m}^2$)不同井间距的热提取率

Fig. 7 Heat extraction rates in different well spacing with permeability of 8.72×10^{-12} (A), 8.72×10^{-13} (B) and $8.72 \times 10^{-14} \text{ m}^2$ (C)

4 结 论

(1)注入井与生产井的井间距是影响二氧化碳羽流地热系统热提取率的重要因素。井间距的增大会减小井间压力梯度,同时增大羽流地热系统所能提取的最大地热资源量和载热流体与储层的热交换时间,削弱了热损耗对热提取率的影响,降低了载热流体流动过程对热量运移的影响;井间距减小的影响与前者相反。

(2)储层渗透率的大小决定了载热流体的运移速率和流量大小,对热提取率和生产系统运行时间的影响非常明显。储层渗透率越大,净热提取率越高,但是储层有效生产热的时间越短;渗透率小的储层对热提取率的影响与前者相反。

(3)储层的渗透率变化下,对于不同的注入井与生产井的井间距,生产井的流量与热提取率有类似

变化趋势。热提取率均随着储层渗透率增大而增大,生产井流量随着渗透率的增大而增加。

(4)依据模型的结果可知,在实际利用载热流体进行发电的工程中,应采用“储层渗透率中等(模型中为 $10^{-14} \sim 10^{-15} \text{ m}^2$)、注入井与生产井井间距(707.10 m)较大”的生产模式,这样既可以保证生产井的热提取率和流量,又可以保证生产系统储层有效生产的时间。

参考文献:

- [1] Duffield W A, Sass J H. Geothermal energy: Clean power from the earth's heat[M]. [S. l.]: DIANE Publishing, 2003.
- [2] Tester J W, Anderson B, Batchelor A, et al. The future of geothermal energy: Impact of enhanced geothermal systems(EGS) on the United States in the 21st century[R]. Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology, 2006: 372.
- [3] Brown D W. A hot dry rock geothermal energy concept utili-

- zing supercritical CO₂ instead of water[C]//Proceedings of the Twenty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford, CA, USA; Stanford University, 2000; 233-238.
- [4] Pruess K. Enhanced geothermal systems (EGS) using CO₂ as working fluid; A novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of carbon[J]. *Geothermics*, 2006, 35(4): 351-367.
- [5] Pruess K, Azaroual M. On the feasibility of using supercritical CO₂ as heat transmission fluid in an engineered hot dry rock geothermal system[C]//Proceedings, Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. 2006.
- [6] Randolph J B, Saar M O. Coupling carbon dioxide sequestration with geothermal energy capture in naturally permeable, porous geologic formations; Implications for CO₂ sequestration[J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 2206-2213.
- [7] 张伟, 许天福, 吕鹏, 等. 二氧化碳增强型地热系统的研究进展[J]. *地质科技情报*, 2013, 32(3): 177-182.
- [8] 谷丽冰, 李治平, 侯秀林. 二氧化碳地质埋存研究进展[J]. *地质科技情报*, 2008, 27(4): 80-84.
- [9] Pruess K. On production behavior of enhanced geothermal systems with CO₂ as working fluid[J]. *Energy Conversion and Management*, 2008, 49(6): 1446-1454.
- [10] 封官宏, 李佳琦, 许天福, 等. 二氧化碳羽流地热系统中储层物性参数对热提取率的影响[J]. *可再生能源*, 2013, 31(7): 85-92.
- [11] Van Genuchten M T. A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils[J]. *Soil science Society of America Journal*, 1980, 44(5): 892-898.
- [12] Corey A T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities[J]. *Producers monthly*, 1954, 19(1): 38-41.
- [13] Atrens A D, Gurgenci H, Rudolph V. CO₂ thermosiphon for competitive geothermal power generation[J]. *Energy & Fuels*, 2008, 23(1): 553-557.
- [14] Xu T, Apps J A, Pruess K. Numerical simulation of CO₂ disposal by mineral trapping in deep aquifers[J]. *Applied Geochemistry*, 2004, 19(6): 917-936.
- [15] Xu T, Feng G, Shi Y. On fluid-rock chemical interaction in CO₂-based geothermal systems[J]. *Journal of Geochemical Exploration*, 2014, 144: 179-193.
- [16] 赵阳升, 万志军, 康建荣. 高温岩体地热开发导论[M]. 北京: 科学出版社, 2004.
- [17] Haghshenas Fard M, Hooman K, Chua H T. Numerical simulation of a supercritical CO₂ geothermosiphon[J]. *International Communications in Heat and Mass Transfer*, 2010, 37(10): 1447-1451.
- [18] Borgia A, Pruess K, Kneafsey T J, et al. Numerical simulation of salt precipitation in the fractures of a CO₂-enhanced geothermal system[J]. *Geothermics*, 2012, 44: 13-22.
- [19] Seol Y, Lee K K. Application of TOUGHREACT to performance evaluations of geothermal heat pump systems[J]. *Geosciences Journal*, 2007, 11(1): 83-91.
- [20] 王福刚, 那金, 耿新新. CO₂注入温度对CO₂增强地热系统热提取率的影响: 基于鄂尔多斯 CCS 工程[J]. *科技导报*, 2013, 31(8): 32-37.
- [21] Zhang L, Ezekiel J, Li D, et al. Potential assessment of CO₂ injection for heat mining and geological storage in geothermal reservoirs of China[J]. *Applied Energy*, 2014, 122: 237-246.
- [22] 王国先, 谢建勇, 李建良, 等. 储集层相对渗透率曲线形态及开采特征[J]. *新疆石油地质*, 2004, 25(3): 301-304.

Effects of Well Spacing and Reservoir Permeability on Heat Extraction in CO₂ Plume Geothermal System: A Case Study of Songliao Basin

Wei Mingcong^{a,b}, Yang Bing^{a,b}, Xu Tianfu^{a,b}, Shi Yan^{a,b}, Feng Guanhong^{a,b}, Feng Bo^{a,b}

(Key Laboratory of Groundwater Resources and Environment of Ministry of Education, Jilin University, Changchun 130021, China)

Abstract: CO₂ Plume Geothermal System (CPGS) is a new technology of geothermal drilling which is using supercritical carbon dioxide plumes of CO₂ as underground thermal energy carrier and natural porous as media to achieve deep geothermal system of resource extraction and CO₂ geological storage. In this paper, a two-dimensional model of CO₂ plume geothermal was established basing on TOUGH₂/ECO₂H and the geothermal reservoir of K₁q³ and K₁q⁴ of Quantou Formation in the central depression of Song Liao Basin. Also, the thermal fluid on the ground downloaded numerical simulation was established, the distance between injection wells and production wells was quantitatively analyzed, and the impact of reservoir permeability to heat extraction rate was evaluated. Simulation results show that the heat extraction rate of the CO₂ plume geothermal systems increases with the distance expanding between the production and injection wells, and with the increasing of reservoir permeability. As a result, in order to enhance the energy output of CO₂ plume geothermal systems, the geothermal reservoir formations with middle permeability rate (between 10⁻¹⁵ and 10⁻¹⁴ m²) and certain wells distance (707.10 m) between production and injection wells are recommended in this paper.

Key words: CO₂ plume geothermal system; heat extraction; well spacing; numerical simulation