

文章编号:1673-5005(2016)02-0091-08

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2016.02.011

注超临界 CO₂ 开采高温废弃气藏地热 机制与采热能力分析

任韶然, 崔国栋, 李德祥, 庄园, 李欣, 张亮

(中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580)

摘要: 高温废弃气藏具有巨大的地热开采潜力。在对比分析超临界 CO₂ 和常规携热介质水的热物性基础上, 提出注超临界 CO₂ 开采高温废弃气藏地热的方法。利用数值模拟方法对 CO₂ 在高温废弃气藏中的采热能力及影响因素进行评估。结果表明, 由于 CO₂ 具有很高的可注性和流动性, 超临界 CO₂ 的采热速率可达到水的 1.5 倍; 利用 CO₂ 循环开采高温气藏地热, 不仅可以实现高效地热开发, 还可以实现 CO₂ 地质埋存; 对废弃气藏而言, 可以充分利用现有井网和地面设施, 减少初期资本投入, 实现高温废弃气藏地热的有效和经济开发, 进一步提高气藏的利用价值, 延长其经济寿命。

关键词: 超临界 CO₂; 高温废弃气藏; 地热开采; 采热能力; 携热介质

中图分类号: P 314 **文献标志码:** A

引用格式: 任韶然, 崔国栋, 李德祥, 等. 注超临界 CO₂ 开采高温废弃气藏地热机制与采热能力分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(2): 91-98.

REN Shaoran, CUI Guodong, LI Dexiang, et al. Development of geothermal energy from depleted high temperature gas reservoir via supercritical CO₂ injection[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(2): 91-98.

Development of geothermal energy from depleted high temperature gas reservoir via supercritical CO₂ injection

REN Shaoran, CUI Guodong, LI Dexiang, ZHUANG Yuan, LI Xin, ZHANG Liang

(School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: The potential for heat mining from depleted high temperature gas reservoirs is very high. In this study, geothermal energy exploitation from depleted gas reservoirs via injection of supercritical CO₂ was proposed and investigated using heat transfer and numerical reservoir simulation methods. The heat mining capacity of supercritical CO₂ was calculated and its related influence factors were analyzed. The simulation results show that the heat mining capacity of supercritical CO₂ can be 50% higher than that of water due to superior mobility of CO₂ and good thermophysical properties at high pressure and temperature conditions. Geothermal exploitation via CO₂ injection can not only produce geothermal energy, but also can achieve the goal of CO₂ geological storage. Geothermal development from depleted gas reservoirs can significantly reduce its initial capital investment via using the existing wells and surface facilities, and it can prolong the gas reservoir's economic life.

Keywords: supercritical CO₂; high temperature depleted gas reservoirs; geothermal energy exploitation; heat mining capacity; heat transmission fluid

收稿日期: 2015-09-25

基金项目: 山东省自然科学基金项目(ZR2013EEQ032); 青岛市科技计划项目(13-1-4-254-jch)

作者简介: 任韶然(1960-), 男, 泰山学者特聘教授, 博士, 博士生导师, 研究方向为注气提高采收率、CO₂ 地质埋存、新能源开发。E-mail: rensr@upc.edu.cn。

通讯作者: 张亮(1983-), 男, 副教授, 博士, 硕士生导师, 研究方向为注气提高采收率、非常规能源、CO₂ EOR 及资源化利用。E-mail: zhangliangk@163.com。

地热是具有广泛应用前景的可再生能源之一,与其他新能源如太阳能、风能和生物质能相比,具有分布广、受外界影响小(如昼夜,风速,温差)、碳排放量及维护成本低等特点。中国地处环太平洋地带和地中海-喜马拉雅地热带区域,地热资源丰富。传统热能开采以水作为携热介质,利用地下高温岩石具有的能量,加热注采井间的循环水,提取热能。传统地热储层通常坐落在地面温度较高、地质构造活跃和/或火山附近^[1],受限于其储层地点和储量限制,丰富的热能无法合理利用。研究发现,仅中国区域就有干热岩地热可采储量 1.49×10^{21} J, 盐水层地热可采储量 3.28×10^{19} J, 地压型地热可采储量 2.74×10^{19} J^[2]。美国区域内可采地热储量高达 2×10^{23} J^[3]。丰富的热能远超过 2011 年全球主要能源总消耗额 (5.4×10^{20} J)^[4]。Brown^[5] 于 2000 年首次提出注超临界 CO₂ 开采干热岩地热 (CO₂-enhanced geothermal system, CO₂-EGS) 概念: 利用超临界 CO₂ 具有的携热优势, 压裂干热岩储层并作为携热介质在储层内循环流动^[6]。由于 EGS 系统需要超深钻井技术和压裂技术, 经济效益并不明显。且有研究指出^[7], 深部压裂技术有可能造成储层伤害、CO₂ 泄露并引发地震活动。针对此问题, Randolph 等^[8] 于 2011 年提出注超临界 CO₂ 开采深部

盐水层热能方法, 为区别于 CO₂-EGS, 他命名此种开采地热方式为 CO₂ 羽流式地热系统 (CO₂-plume geothermal, CPG)。采用超临界 CO₂ 作为采热介质, 循环携带高温储层热能, 是一种新型地热开采方式。利用超临界 CO₂ 开采干热岩热能、深部盐水层热能和地压型热能, 作为热能开采新方式被广泛研究。但是针对高温气藏地热的开采^[9-13] 研究不多。笔者结合高温气藏储层条件, 以 150 °C 高温气藏为研究对象, 在分析超临界 CO₂ 和水热物性基础上, 提出注超临界 CO₂ 开采高温废弃气藏热能的方法。

1 高温废弃气藏地热开采潜力与优势

1.1 高温废弃气藏地热理论采热潜力

中国石油天然气矿区内地热资源丰富, 随着油气勘探开发向纵深方向发展, 发现了越来越多的高温气藏, 如普光气田飞仙关组气藏温度为 120 ~ 133 °C, 大港千米桥凝析气藏温度达 168 °C, 大庆徐家围子气藏温度为 145 ~ 170 °C, 以及一些海上高温气田等^[14-18]。在开采气藏后期, 转变工作制度, 合理开采高温废弃气藏储层中热能, 有利于油气田产业转型。表 1 为部分高温气藏地质特征及理论采热潜力。

表 1 部分高温气藏地质特征与采热潜力

Table 1 Geological characteristics and geothermal exploitation potential of high temperature gas fields

气藏名称	气藏类型	储层体积/ 10 ⁸ m ³	储层温度/ °C	储层压力/ MPa	孔隙度	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	采热潜力/ 10 ¹⁶ J	标准煤 当量/10 ⁶ t
大港千米桥潜山气藏	碳酸盐岩	2.21	168	43.00	0.1000	0.50	4.01	1.37
大庆徐深气藏	火山岩	62.80	150	35.00	0.0700	5.00	56.40	19.27
鄂尔多斯苏里格气藏	致密砂岩	100.00	115	29.00	0.0860	0.73	66.70	22.79
普光气田飞仙关组	白云岩	53.60	130	55.00	0.0817	94.40	40.00	13.37
荷兰 Groningen 气田	砂岩	1500.00	110	35.50	0.1500	100.00	620.00	211.81
法国 Lacq 气田	碳酸盐岩	640.00	130	66.72	0.0500	0.10	700.00	239.14

注: 碳酸盐岩与白云岩密度采用 2.8×10^3 kg/m³, 火山岩与致密砂岩密度采用 2.2×10^3 kg/m³; 碳酸盐岩与白云岩质量热容采用 818.8 J/(kg·°C), 火山岩与致密砂岩质量热容采用 740.5 J/(kg·°C); 标准煤热值取 2.927×10^7 J/kg。

地热储层理论采热潜力计算公式为

$$Q = \rho V (1 - \varphi) C_p (T - T_0) \quad (1)$$

式中, ρ 为储层岩石密度, kg/m³; V 为储层体积, m³; φ 为储层岩石孔隙度; C_p 为储层岩石质量热容, J/(kg·°C); T 为储层地热开采初始温度, °C; T_0 为储层采热温度下限, 本文中取 80 °C。

以大庆徐深高温气藏为例, 其储层体积为 62.8×10^8 m³, 储层温度为 150 °C, 储层岩石孔隙度为 0.07, 岩石类型为火山岩, 故密度采用 2.2×10^3 kg/m³, 质量热容采用 740.5 J/(kg·°C)。由采热潜力公式计算可得理论采热潜力为 56.4×10^{16} J, 标

准煤当量为 19.27×10^6 t。

由表 1 可以看出, 高温气藏温度高于 110 °C, 压力分布在 30 MPa 以上。高温气藏区地热资源丰富, 6 个高温气藏热能标准煤当量均在百万吨以上。在气藏开发后期, 转变工作制度, 合理开采利用高温废弃气藏地热资源, 可促进油田节能减排、延长气田经济寿命, 具有广阔的发展前景。

1.2 高温废弃气藏地热开采优势

相对于常规地热类型, 开采高温废弃气藏地热具有以下优点: ①高温废弃气藏已建立相对完善的钻井井网, 地热开采期间可以充分利用原有的气井,

节省大量钻井成本(干热岩地热单井钻井成本约为50 万美元^[19]),大幅减少了地热开采初期经济投入;②气藏储层认识程度高,有详细的地质资料可以利用,可准确地预测地热储量,降低地热资源的勘探成本;③高温废弃气藏具有天然的孔隙结构,无须压裂(或开采天然气时已压裂),渗透性高,换热面积大,有利于携热介质与地热储层间的热交换;④气藏本身具有完善的圈闭结构,地质条件安全,携热介质注入后在相对独立的地热储层中渗流,向围岩或盖层中泄露危险较小。

2 超临界 CO₂ 开采高温废弃气藏地热机制

2.1 超临界 CO₂ 携热优势

典型高温气藏(150 °C,压力大于 7.4 MPa)条件下,CO₂ 达到超临界状态。Pruess 等^[6]研究指出,超临界 CO₂ 热物性随温度压力变化敏感,高温高压条件下表现出与常规携热介质不同的变化规律。本文中为方便不同携热介质间携热能力对比,定义表征采热速率 I_E ,计算公式为

$$I_E = I_Q C_L \quad (2)$$

式中, I_E 为表征采热速率, $10^3 \text{ s}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$; I_Q 为质量流量评价参数, $\text{s} \cdot \text{m}^{-2}$; C_L 为携热介质的质量热容,

$\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ 。式(2)中质量流量评价参数 I_Q 由达西公式变形而来:

$$I_Q = \rho_0 / \mu \quad (3)$$

式中, ρ_0 为携热介质密度, kg/m^3 ; μ 为携热介质黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

采用 PR 状态方程计算携热介质密度,结合 Passut-Danner 热焓系数求出超临界 CO₂ 和水热容值 C_L ^[20](图 1(a)、(b));结合 Pedersen 黏度经验公式^[21-22],利用式(3)计算出 CO₂ 和水质量流量评价参数 I_Q ,得到 CO₂ 与水质量流量比(图 1(c))。由图 1(a)、(c)虚线可知,150 °C 条件下,CO₂ 携热能力随压力增高而增大,但压力达到 35 MPa 后,携热能力几乎不再变化。可见 35 MPa 为高温气藏(150 °C)地热开采最佳压力,此条件下开采气藏地热时携热介质热物性变化如图 1 中红线所示(恒压差开采)。地热开采初始时刻,CO₂ 质量热容约为 1.75 $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{°C})$,虽然仅约为水质量热容的 45%,但 CO₂ 质量流量约为水质量流量的 2.5 倍,由式(2)可知,CO₂ 携热能力约为水携热能力的 1.5 倍。随着气藏地热能开采,储层温度持续下降,CO₂ 质量热容逐渐增加,CO₂ 与水质量流量比亦逐渐增大,CO₂ 采热优势增强。

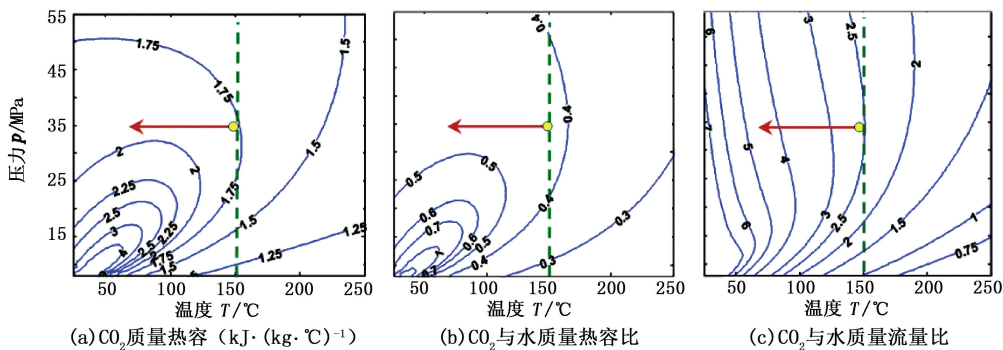


图 1 CO₂ 和水的质量热容和 CO₂ 与水质量流量指数

Fig. 1 Heat capacities and mass flow indexes of CO₂ and water

进行高温气藏地热开采时,注入井筒温度远低于生产井筒温度。由于不同井筒内温度分布不同,携热流体在注入井和生产井中的压力梯度亦有所不同。超临界 CO₂ 热物性较水热物性对储层温度和压力更为敏感,注采情况相同时,超临界 CO₂ 密度变化远大于水密度的变化,因此具有更强的热虹吸作用,可有效减小地面驱动压差,降低注采泵功效^[5-6,23]。

2.2 超临界 CO₂ 开采高温废弃气藏地热

相对于常规携热介质水,CO₂ 不仅具有前文分析的携热优势,还具有避免采热设备结垢等优

点^[24-25]。结合 CO₂ 地质埋存技术,提出注超临界 CO₂ 开采高温废弃气藏地热方法:首先,利用 CO₂ 与天然气的重力分异作用,底部注 CO₂ 驱替剩余天然气,提高天然气最终采收率(EGR);然后,调整工作制度,利用超临界 CO₂ 作为携热介质开采高温废弃气藏地热;最后,在气藏不再具有地热开采价值时,关闭生产井和注入井,埋存作为携热介质的超临界 CO₂,起到温室气体减排的作用。

以 150 °C、5 MPa 废弃气藏(废弃压力采用梅克经验公式^[26]估算得到)地热开采为例,前期注入

CO₂ 恢复储层压力,至最佳压力 35 MPa 左右(图 1 黄点所示),忽略此过程中气藏温度变化,打开生产井,恒压差驱替出剩余天然气。在天然气不再具有开采价值后,调整注采井及现场工作制度(地热开采流速较大),改换地面管线,开采气藏地热能。结合实际采热速率和经济效益,在气藏地热不再具有开采价值时,关闭注采井,将大部分循环流动的 CO₂ 埋存于气藏储层中。

3 超临界 CO₂ 开采高温气藏地热

采用油藏数值模拟方法建立注超临界 CO₂ 开采高温废弃气藏地热模型。首先,对比分析注超临界 CO₂ 开采高温气藏地热与注水开采高温气藏地热两种采热方式,证明注超临界 CO₂ 开采高温气藏地热具有更高的采热速率这一结论;其次,分析高温气藏储层流体对地热开采的影响;最后,分析储层物性对高位废弃气藏地热开采的影响,提出高温气藏选址依据。

3.1 高温气藏地热开采数值模拟模型

采用具有热动力学模块的油藏数值模拟软件,建立注超临界 CO₂ 开采高温气藏地热的数值模拟模型。根据前文整理的高温气藏储层参数,设置模

型基本参数:气藏埋深 4000 m,体积 1000 m×500 m×50 m,气藏温度 150 °C,气藏初始压力 35 MPa,采热压力 35 MPa,孔隙度 0.1,渗透率 20×10⁻³ μm²,注入温度 20 °C,注采压差 4 MPa,倾斜度 5°,CO₂ 比定压热容 77 J/(mol·K),水比定压热容 80 J/(mol·K),储层比定压热容 2.65×10⁶ J/(m³·°C),储层导热系数 1.496×10⁵ J/(m·d·°C),盖层比定压热容 2.347×10⁶ J/(m³·°C),盖层导热系数 1.496×10⁵ J/(m·d·°C),注采井布置在气藏底、顶部,地热开采期限 40 a。恒定压差注入 CO₂(地热能开采速率较大),维持储层压力稳定。模拟气藏为一背斜构造,倾角为 5°。注采井分别位于气藏底部与顶部。模拟不考虑高温废弃气藏压力恢复阶段,同时由于储层压力恢复阶段生产井为关井状态,可忽略该阶段对采热速率的影响。地热开采过程中不同温度条件下 CO₂ 和水的比定压热容计算式分别为

$$C_{CO_2} = -329.71 + 3.375K - 0.0076K^2 + 6 \times 10^{-6}K^3,$$

$$C_{水} = 20.403 + 0.6662K - 0.0025K^2 + 3 \times 10^{-6}K^3.$$

式中, K 为温度, K 。

为对比分析不同采热方式与储层流体对采热速率影响,设置了不同模拟方案(表 2)。

表 2 数值模拟方案及结果

Table 2 Simulation schemes and corresponding results

模拟方案				模拟结果				
方案	描述	储层流体	注入流体	开采速率/(kg·s ⁻¹)	采热速率/MW	储层温降/°C	累积采热量/10 ¹⁵ J	标准煤当量/10 ⁶ t
case 1	理想气藏方案	CO ₂	CO ₂	6.3	1.82	21	2.34	0.079
case 2	理想水藏方案	水	水	2.4	1.15	13.3	1.5	0.051
case 3	气藏参考方案	水	CO ₂	*	1.65	15.3	1.68	0.057
case 4	实际气藏方案-1	CH ₄	CO ₂	6.3	1.81	22	2.44	0.083
case 5	实际气藏方案-2	50% CH ₄ +50% 水	CO ₂	*	1.67	17	1.91	0.065

注:表中开采速率和采热速率等结果均为模拟 40 a 时结果;由于储层含有多种流体且各流体流速随时间变化,“*”表示没有列出。

3.2 高温废弃气藏注 CO₂ 采热优势

不考虑高温废弃气藏初始流体,设置方案 case 1、case 2,对比分析注超临界 CO₂ 开采高温气藏地热与注水开采高温水藏地热两种采热方式采热规律。由图 2 可以看出,相同压差下,超临界 CO₂ 开采速率约为 6.3 kg/s,水开采速率约为 2.5 kg/s(两者约为 2.5 倍关系,与图 1(c)分析相符);超临界 CO₂ 采热速率约为 1.82 MW,而水采热速率约为 1.15 MW(前者是后者的 1.58 倍),得益于超临界 CO₂ 优良的渗流能力,超临界 CO₂ 在高温废弃气藏地热开采中表现出更好的采热能力。由图 3 可以看出,开采 40 a 后,超临界 CO₂ 累积采热量约为水累积采热量 1 倍,超临界 CO₂ 在高温废弃气藏地热开

采过程中具有更好的采热优势。

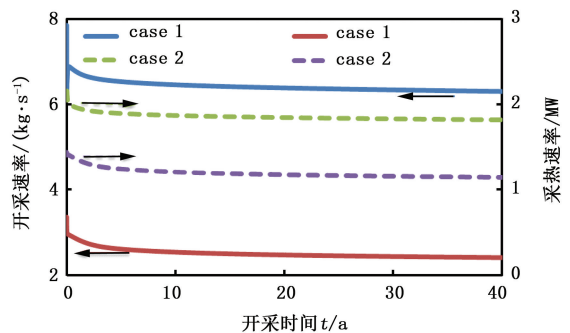


图 2 case 1 和 case 2 开采速率与采热速率对比
Fig. 2 Comparison of mining rate and heat mining rate in cases 1 and case 2

图 4 为地热开采 40 a 后气藏与水藏储层温度

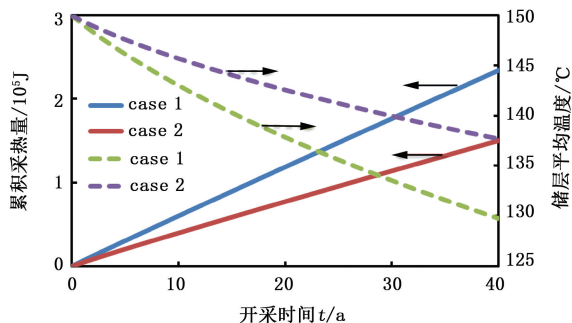


图 3 case 1 和 case 2 累积采热量与储层温度
Fig. 3 Accumulative heat mining and reservoir temperature in cases 1 and case 2

与压力分布剖面。可以看出,注入井附近(横坐标 0 m 处),水藏储层具有较大的压降,开采井附近气藏储层压降较大。气藏与水藏储层压力分布差异主要受携热介质热物性影响所致。注入井附近温度低于储层平均温度,低温导致携热介质具有较高的黏度,水的黏度受温度影响大于超临界 CO₂ 黏度受温度影响,进而导致 case 2 中注入井附近压降较大。开采井附近携热介质主要受径向流影响,超临界 CO₂ 高压缩性导致了其渗流阻力高于水,进而增加了

case 1 中开采井附近压差。注采井间较均匀的压差分布有利于超临界 CO₂ 在储层中流动。

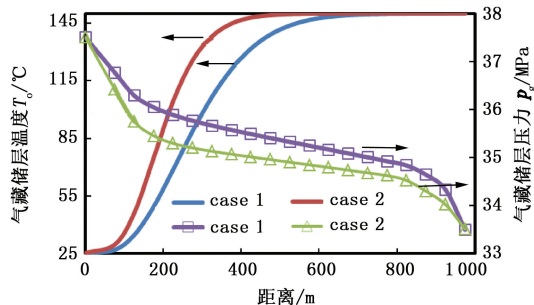
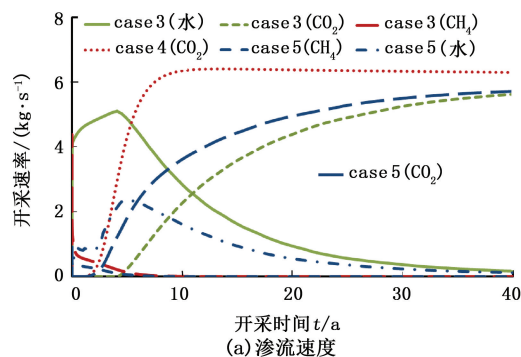


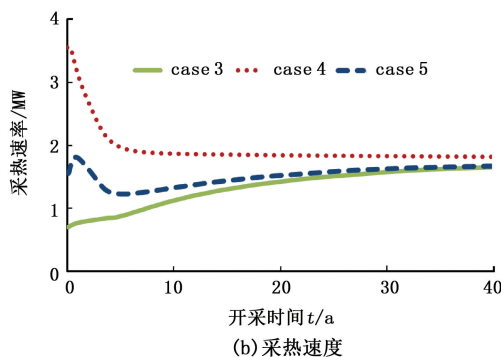
图 4 case 1 和 case 2 储层温度压力分布(开采 40 a)
Fig. 4 Pressure and temperature distribution in cases 1 and case 2 (40 years)

3.3 储层流体对高温度弃气藏采热的影响

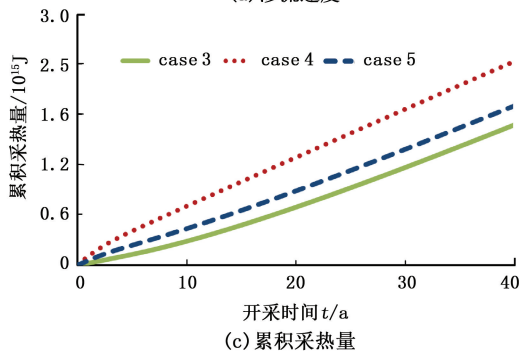
在 case 1 基础上,考虑实际高温废弃气藏储层流体对采热速率的影响。case 4 和 case 5 分别对应两种高温废弃气藏储层流体情况,同时设置 case 3 模拟方案,分析地层水对地热开采的影响。储层流体对高温度弃气藏采热的影响如图 5 所示。



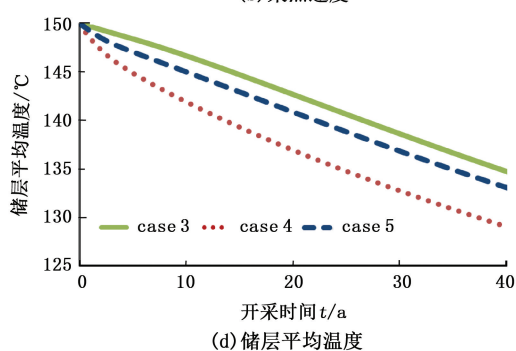
(a) 渗流速度



(b) 采热速度



(c) 累积采热量



(d) 储层平均温度

图 5 储层流体对高温度弃气藏采热影响

Fig. 5 Effect of reservoir fluid on heat mining rate of high temperature abandon gas reservoir

由图 5 可以看出,储层初始流体的存在会影响超临界 CO₂ 渗流速度和采热速度。高温度弃气藏储层流体为 CH₄ 时,由于 CH₄ 具有较高的热容,导致超临界 CO₂ 在生产井突破前采热速率较高。高

温度弃气藏流体组成为 50% CH₄+50% 水时,受 CH₄ 与水共同影响,地热开采初期采热速率存在波动,呈现先升高后降低最终又缓慢升高的变化规律。由图 5 可以看出,case 5 采热速率波动是由储层流体产生

时间和储层流体热容两者作用所致。结合 case 3 可知,储层流体为水时,会影响储层渗流形式,最终减小采热速率。可见,注超临界 CO₂ 开采高温气藏地热时,水的存在会降低采热速率,为提高采热速率,应尽量缩短产水时间。

3.4 储层物性对高温废弃气藏采热的影响

在 case 5 基础上,改变储层物性(渗透率、孔隙度、储层压力和储层温度),分析不同储层物性对地热开采的影响,结果如图 6 所示。可以看出,储层孔

隙度和储层压力对采热速率影响较小,在其他条件不变时,采热速率随孔隙度的增加减小,随储层压力的增加而增加。储层渗透率和储层温度对采热速率影响较大,当储层渗透率和储层温度增加时,采热速率上升较快。可见,在开采高温废弃气藏地热选址时,应首先开采温度较高、渗透率较大的废弃气藏,必要时可改造储层物性(如压裂技术)以达到地热开采高产效果。

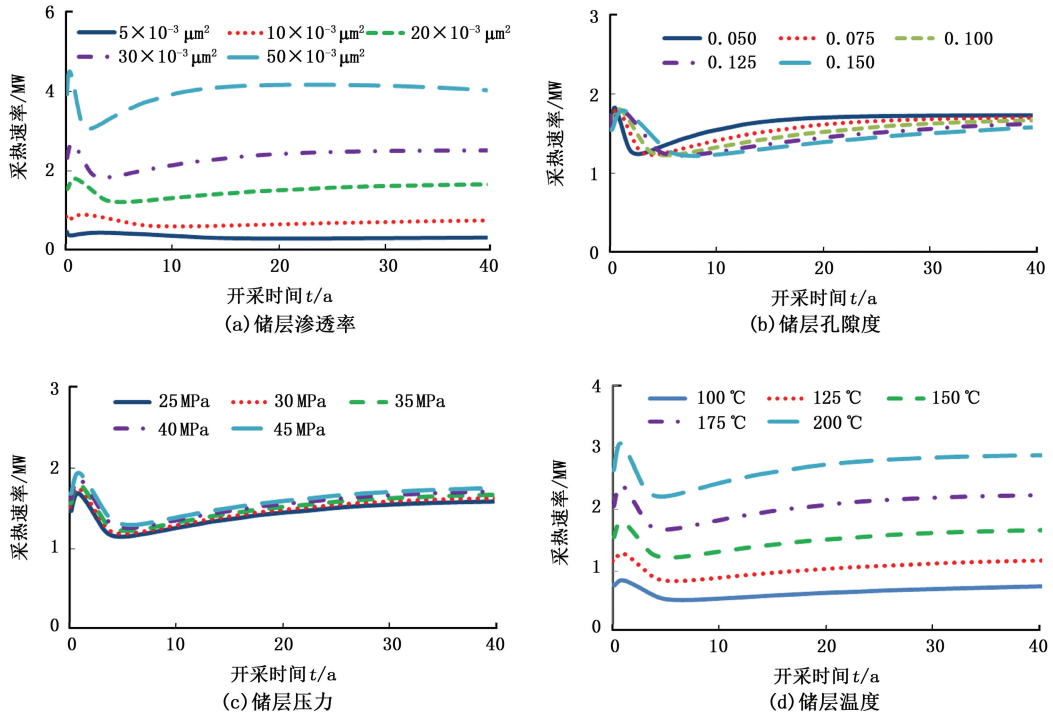


图 6 储层物性对地热开采的影响

Fig. 6 Effect of reservoir physical properties on heat mining rate

4 结论

(1) 相对于常规地热能开采,高温废弃气藏地热能开采可节约大量钻井成本,同时具有热交换面积大、储层认识程度高、泄露危险小等优点。高温气藏开采后期,合理调整工作制度,变气田为地热田,合理利用气藏地热资源,可促进节能减排,延长气藏经济寿命。

(2) 与高温水藏注水开采地热相比,高温废弃气藏注超临界 CO₂ 开采具有更高的采热速率。不仅得益于超临界 CO₂ 优良的渗流能力,还得益于注采井间较为均匀的压差分布。对于典型高温(150 °C)废弃气藏储层条件,超临界 CO₂ 采热速率约为注水采热速率的 1.5 倍,且随着地热持续开采,储层温度可维持在较高温度。

(3) 高温废弃气藏储层流体的存在会影响超临界 CO₂ 开采气藏地热的采热速率。储层流体为 CH₄ 时,地热开采初期具有较高采热速率;储层流体为 CH₄+水时,受水影响,地热开采初期采热速率波动较大,采热速率较低。注超临界 CO₂ 开采气藏地热时须缩短产水时间,最大化提高采热速率。

(4) 不同储层物性对高温废弃气藏地热能开采影响差异较大。储层温度与渗透率对采热速率的影响远大于储层压力与储层孔隙度对采热速率的影响。高温废弃气藏地热开采选址时,应首选温度高、渗透率大的废弃气藏,必要时,可改造储层物性(如压裂技术)以达到地热开采高产效果。

参考文献:

[1] CHAPMAN D S. Geothermal map of north america[M].

- Boulder, Colorado: Geological Society of America, 1992.
- [2] 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(2):237-246.
- [3] 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]. Cambridge, MA, USA: Massachusetts Institute of Technology, 2006:1-209.
- [4] OUTLOOK A E. Energy information administration[R]. Washington: Department of Energy, 2010.
- [5] BROWN D W. A hot dry rock geothermal energy concept utilizing supercritical CO₂ instead of water[D]. Stanford: Stanford University, 2000:233-238.
- [6] 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.
- [7] SALIMI H, WOLF K. Integration of heat-energy recovery and carbon sequestration [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012(6):56-68.
- [8] 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.
- [9] CHENG W L, LI T T, NIAN Y L, et al. Evaluation of working fluids for geothermal power generation from abandoned oil wells[J]. *Applied Energy*, 2014, 118(118): 238-245.
- [10] CHENA P L L C. 400 kW geothermal power plant at chena hot springs, Alaska[R]. Fairbanks, Alaska: Alaska Energy Authority, 2007:1-37.
- [11] JOHNSON L A, WALKER E D. Oil production waste stream, a source of electrical power: proceedings of Thirty-fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering 2010, Stanford University, Stanford, February 1-3,2010[C]. Curran Associates, Inc, 2010.
- [12] BERTANI R. Geothermal power generation in the world 2005—2010 update report [J]. *Geothermics*, 2012, 4(11):1-29.
- [13] 刘均荣,于伟强,李荣强. 油田地热资源开发利用技术探讨[J]. *中国石油勘探*, 2013,18(5):68-73.
- LIU Junrong, YU Weiqiang, LI Rongqiang. Discussion on technology for development and utilization of geothermal resources in oilfields[J]. *China Petroleum Exploration*, 2013,18(5):68-73.
- [14] 汤勇,杜志敏,张哨楠,等. 高温气藏近井带地层水蒸发和盐析研究[J]. *西南石油大学学报*,2007,29(2): 96-99.
- TANG Yong, DU Zhimin, ZHANG Shaonan, et al. Formation water vaporization and salt out at near well bore zone in high temperature gas reservoir [J]. *Journal of Southwest Petroleum University*, 2007,29(2):96-99.
- [15] 杨树合,王树红,王连敏,等. 裂缝性潜山凝析气藏评价与开发:以千米桥潜山凝析气藏为例[J]. *天然气地球科学*,2006,17(6):857-861.
- YANG Shuhe, WANG Shuhong, WANG Lianmin, et al. Evaluation and development of fractured buried-hill condensate gas reservoir—taking Qianmiqiao buried-hill condensate gas reservoir as an example[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2006,17(6):857-861.
- [16] 邵锐. 徐深气田火山岩气藏开发方案评价与优选 [D]. 大庆:东北石油大学,2011.
- SHAO Rui. Evaluation and optimization of development program for volcanic gas reservoir in Xushen gas field [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2011.
- [17] 何光怀,李进步,王继平,等. 苏里格气田开发技术新进展及展望[J]. *天然气工业*,2011,31(2):12-16.
- HE Guanghuai, LI Jinbu, WANG Jiping, et al. New progress and outlook of development technologies in the Sulige gas field [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(2): 12-16.
- [18] 张博文. 普光气田飞仙关组储层特征及其主控因素研究 [D]. 成都:西南石油大学,2012.
- ZHANG Bowen. Research of main controlling factor and reservoir characteristics in Feixianguan group of Puguang gas field [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.
- [19] 万志军,赵阳升,康建荣. 高温岩体地热开发的技术经济评价[J]. *能源工程*,2004,4:30-34.
- WAN Zhijun, ZHAO Yangsheng, KANG Jianrong. Technology assessment and economic evaluation of geothermal extraction from hot dry hot (HDR) [J]. *Energy Engineering*, 2004,4:30-34.
- [20] PASSUT C A, DANNER R P. Correlation of ideal gas enthalpy, heat capacity and entropy[J]. *Ind Eng Chem Process Des Dev*, 1972,11(4):543-546.
- [21] PEDERSEN K S, FREDENSLUND A, CHRISTENSEN P L, et al. Viscosity of crude oils[J]. *Chemical Engineering Science*, 1984,39(6):1011-1016.
- [22] PEDERSEN K S, FREDENSLUND A. An improved corresponding states model for the prediction of oil and gas viscosities and thermal conductivities[J]. *Chemical Engineering Science*, 1987,42:182-186.

- [23] WILKE C R, CHANG P. Correlation of diffusion coefficients in dilute solutions[J]. *AICHE Journal*, 1955, 1(2):264-270.
- [24] REMOROZA A, DOROODCHI E, MOGHTADERI B. CO₂-EGS in hot dry rock: preliminary results from CO₂-rock interaction experiments: proceedings of 37th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering 2012, Stanford, January 30-February 1, 2012[C]. Curran Associates, Inc, 2012.
- [25] 张亮,裴晶晶,任韶然. 超临界 CO₂ 的携热优势及在地热开发中的应用潜力分析[J]. *可再生能源*, 2014, 32(3):330-334.
- ZHANG Liang, PEI Jingjing, REN Shaoran, et al. Advantages of supercritical CO₂ as heat transmission fluid and its application potential in development of geothermal resources[J]. *Renewable Energy Sources*, 2014, 32(3):330-334.
- [26] 陈薇. 几种求取气藏废弃压力的方法探讨[J]. *辽宁化工*, 2013, 42(8):934-935.
- CHEN Wei. The discussion of several methods to calculate the abandonment pressure of gas reservoirs[J]. *Liaoning Chemical Industry*, 2013, 42(8):934-935.
- (编辑 李志芬)