

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021019

引用格式: 宋先知, 李嘉成, 石宇, 等. 多分支井地热系统注采性能室内实验研究 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(1): 81-87.

SONG Xianzhi, LI Jiacheng, SHI Yu, et al. Laboratory-scale experimental study on the injection-production performance of a multilateral-well enhanced geothermal system [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(1): 81-87.

多分支井地热系统注采性能室内实验研究

宋先知¹, 李嘉成², 石宇³, 许富强¹, 曾义金⁴

(1. 油气资源与探测国家重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249; 2. 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院, 新疆克拉玛依 834000; 3. 西南交通大学地球科学与环境工程学院, 四川成都 611756; 4. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 102206)

摘要: 多分支井地热系统利用分支井眼强化注采性能进行地热开采, 为了研究该系统不同参数对注采效果的影响规律, 开展了多分支井流动传热实验。基于搭建的地热多分支井室内实验系统和人工岩样, 开展了地热多分支井注采性能评价实验, 研究了不同参数对分支井注采能力的影响规律, 对比了多分支井系统与单井开式系统的注采效果。研究发现: 降低注入温度, 可以增大多分支井地热系统的注入压力, 提高其注入能力; 增加分支井眼数量和长度, 可减小多分支井系统的注入压力, 并提高出口排量, 提高系统的注采能力; 多分支井系统的注采能力明显优于单井开式系统, 更适用于地热资源的开采与回注。研究表明, 多分支井可以提高地热系统的注采能力, 研究结果为多分支井地热系统的现场应用提供了理论依据。

关键词: 地热资源; 多分支井; 注采性能; 实验室试验; 人工岩样; 注入压力

中图分类号: P314 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2021)01-0081-07

Laboratory-Scale Experimental Study on the Injection-Production Performance of a Multilateral-Well Enhanced Geothermal System

SONG Xianzhi¹, LI Jiacheng², SHI Yu³, XU Fuqiang¹, ZENG Yijin⁴

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Exploration (China University of Petroleum (Beijing)), Beijing, 102249, China;
2. Research Institute of Engineering Technology, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China;
3. Faculty of Geosciences and Environmental Engineering, Southwest Jiaotong University, Chengdu, Sichuan, 611756, China;
4. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: Instituting a multilateral-well enhanced geothermal system is a novel method to enhance fluid injectivity and productivity for geothermal development by using lateral wells. To study the influencing laws of different factors of the system on injection-production performance, fluid flow and heat transfer experiments for multilateral-well were conducted. Experiments were performed to evaluate the injection-production performance and investigate the effects of different factors on the injectivity and productivity of lateral wells based on the multilateral-well enhanced geothermal experimental system and artificial rock samples. In addition, the injection-production performances of a multilateral well and a single vertical well were compared. Results indicated that decreasing the injection temperature can increase injection pressure and improve injectivity of the system, while increasing the number of lateral-wells and length can decrease the injection pressure and increase the outlet flow rate. The injection-production performance of the multilateral-well enhanced geothermal system is much better than that of the single-vertical-well geothermal system, and is more suitable for the development and injection of the geothermal energy. Findings prove that multilateral well can enhance the injectivity and productivity of the geothermal system, providing a theoretical foundation and guidance for field applications of the multilateral-well enhanced geothermal system.

Key words: geothermal energy; multilateral well; injection-production performance; laboratory testing; artificial rock sample; injection pressure

收稿日期: 2020-07-20; 改回日期: 2020-12-22。

作者简介: 宋先知(1982—), 男, 黑龙江依安人, 2004年毕业于石油大学(华东)石油工程专业, 2010年获中国石油大学(北京)油气井工程专业博士学位, 教授, 博士生导师, 主要从事油气井流体力学与工程、人工智能、水射流理论与技术和地热钻完井理论与技术等方面的研究工作。E-mail: songxz@cup.edu.cn。

基金项目: 国家重点研发计划项目“热储内多场耦合流动传热机理与取热性能优化”(编号: 2018YFB1501804)、国家自然科学基金优秀青年科学基金“油气井流体力学与工程”(编号: 51822406)、高等学校学科引智计划(111计划)项目“深部地热资源开发基础研究”(编号: B17045)和北京高校卓越青年科学家计划(编号: BJJWZYJH01201911414038)联合资助。

随着我国经济快速发展,对化石能源的需求日益增长,而目前常规油气资源存在逐渐枯竭和环境污染等问题,因而开发利用清洁可再生能源至关重要^[1-2]。地热能作为一种重要的清洁可再生能源,具有储量大、分布广和能源利用率高等优势,开发利用潜力巨大^[3-4]。开采地热资源的主要方式是对井地热系统,但需要注、采 2 口井,钻井完井成本较高^[5],并且对井与储层的接触面积小,注采能力有限。针对上述问题, Song Xianzhi 等人^[6-7]提出了利用多分支井开采地热资源的新思路,即从主井眼上沿一个或多个层位侧钻若干分支井眼,从而扩大井眼与储层的接触面积,改善系统的注入能力与生产能力。相比于对井系统,该方法可实现注采同井,减少钻井数量,降低地热系统建造成本,实现地热资源经济高效开发。

多分支井技术最早用于油气开发领域,是一种油气田老井改造、油藏挖潜和增产稳产的技术手段^[8-11],目前关于地热领域利用多分支井技术的文献和报道较少。2008 年,立陶宛对一口老地热注入井进行改造,侧钻了 12 个长度约为 40 m 的分支井眼,注入量提高了 14%^[12]。Zhang Jie 等人^[13-14]采用数值模拟方法,对比了分支井地热系统和对井地热系统的取热效果,发现分支井地热系统的取热效果优于对井地热系统。石宇等人^[15-18]利用数值模拟方法系统研究了多分支井地热系统的取热效果和影响因素,初步验证了分支井眼具有提高储层采出程度、增强系统取热效果的优势。上述研究表明利用分支井开采地热资源不但可行,而且具有良好的应用前景,但总体而言有关分支井开采地热资源的研究仍十分欠缺,特别是现有研究以数值模拟为主,未见关于多分支井注采能力室内实验研究的文献和报道。因此,笔者开展了多分支井地热系统注采规律实验研究,评价了其注采性能,分析了关键参数对注采性能的影响规律,为采用多分支井系统高效开发地热资源提供了理论依据。

1 地热多分支井室内实验系统

采用中国石油大学(北京)高压水射流钻井与完井实验室研制的地热多分支井室内实验系统,开展多分支井地热系统的流动传热实验。该系统由围压釜、高温高压流体与控制模块、井筒模拟模块和测量采集模块等 4 部分组成,实验流程如图 1 所示。

围压釜为立方体结构,釜体内部人工岩样尺寸

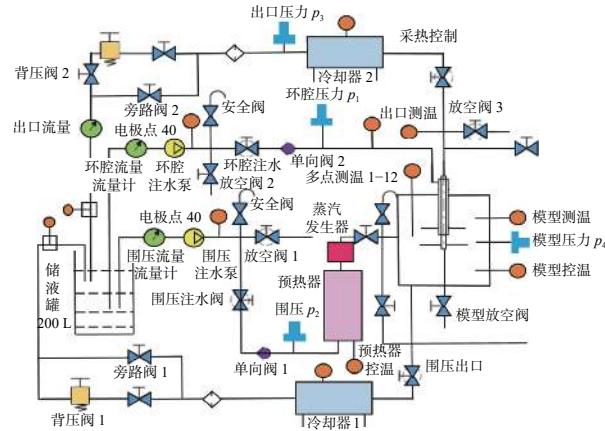


图 1 地热多分支井室内实验系统实验流程

Fig. 1 Flow diagram of multilateral-well enhanced geo-thermal experimental system

为 400 mm × 400 mm × 400 mm。釜壁夹层内有 36 支电加热管对釜体内岩心进行加热,加热温度可达到 300 ℃。高温流体通过外循环管路注入人工岩样和釜体的间隙,建立围压并模拟水热环境,最高工作压力可达 20 MPa。高温高压流体和控制模块主要由液体高压泵、蒸汽发生器、储水罐、背压阀、控温仪和浸入式精密恒温液浴循环装置等组成。模拟井筒模块主要由垂直井筒、注入与采热分支井眼组成。其中,垂直井筒为同轴结构,由主井筒和位于主井筒内部的保温管组成,保温管与主井筒的环空通过封隔器封隔,取热介质从环空流进注入分支井眼,采热后的流体由采热分支井眼采出,进入保温管后开采至垂直井筒井口。垂直井筒外径 60 mm,内径 48 mm,深度 145 mm;保温管外径 25 mm,内径 15 mm,深度 345 mm;注、采分支井眼的垂直间距为 200 mm,长度 100 mm,直径 6 mm。测量采集模块由测温导管与探头、测温仪表、压力传感器和计算机数据采集与控制系统组成。

2 人工热储模拟实验

2.1 实验材料与实验方法

参照文献 [19-21] 中采用水泥浆制作人工岩样的方法,将抗高温 G 级油井水泥、60 目优质干燥河砂和自来水按照一定质量比例配制水泥浆,制作人工热储。G 级油井水泥的密度为 3.16 g/cm³,比表面积为 607 m²/kg。水泥浆的水灰比为 0.55, 15~30 min 的稠度为 29 Bc,稠化时间为 78 min。

参考标准《油井水泥实验方法》(GB/T 19139—2012),确定人工热储的制作步骤:1)设计河砂与油井水泥

的质量比分别为 1.0、1.5、2.0、2.5 和 2.7; 2)制作直径 110 mm、长度 130 mm 的试模若干个; 3)利用 60 目晒网筛选河砂; 4)按照质量比例配制水泥浆, 将水泥浆倒入试模中, 养护 8 h 后取出水泥石, 养护温度 60 ℃, 养护压力 20 MPa; 5)在水泥石上钻取直径 25 mm、长 50 mm 的岩样。

2.2 人工热储原材料配比优选

为了得到符合地热储层渗透传热物性的人工热储材料, 提高分支井地热系统流动传热实验的准确性, 研究了河砂与油井水泥按不同质量比制作人工热储的物理性质。以西藏羊易地热田的天然岩心热物性参数为标准值^[22-23], 通过对比优选出热物性参数与其最接近时河砂与油井水泥的质量比。西藏羊易地热储层的主要物性参数: 孔隙度 20%, 渗透率 0.5 mD, 导热系数 2.2 W/(m·℃), 比热容 775 J/(kg·℃)。

河砂与油井水泥按不同质量比制作人工岩心的孔隙度和渗透率如图 2 所示。由图 2 可知, 河砂与油井水泥的质量比由 1.0 增大为 2.7 时, 人工岩心的孔隙度从 10.62% 增大至 21.47%, 渗透率从 0.15 mD 升至 0.79 mD。由此可知, 随着河砂在混料中所占比例增大, 人工岩心渗透性逐渐提高。这是因为增大河砂比例, 人工岩心中河砂与油井水泥胶结面积增大, 而一般情况下胶结面处渗透率较大。通过对比发现, 当河砂与油井水泥质量比为 2.5 时, 人工岩心的孔隙度和渗透率与羊易地热田的天然岩心最为接近, 分别为 20.16% 和 0.53 mD。

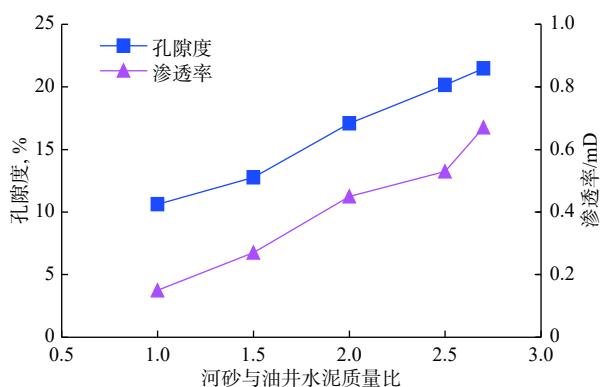


图 2 河砂与油井水泥按不同质量比制作人工岩心的孔隙度和渗透率

Fig.2 Porosity and permeability of artificial cores made of river sand and oil well cement with different mass ratios

河砂与油井水泥按不同质量比制作人工岩心的导热系数和比热容如图 3 所示。由图 3 可知, 随着河砂与油井水泥的质量比增大, 人工岩心的导热系数

数和比热容呈先增大后减小的趋势。这是因为河砂的导热系数和比热容大于油井水泥, 随着河砂比例增大, 人工岩心的导热系数和比热容相应增大; 当质量比增加到一定数值, 胶结面处的物性对人工岩心整体物性的影响增大, 由于胶结面处的导热系数和比热容相对较小, 导致人工岩心的导热系数和比热容相应减小。河砂与油井水泥的质量比分别为 2.0 和 2.5 时, 人工岩心的导热系数分别为 1.296 和 1.233 W/(m·℃), 接近于地热储层的导热系数; 而质量比为 2.5 时, 人工岩心的比热容为 1 207 J/(kg·℃), 最接近地热储层的比热容。

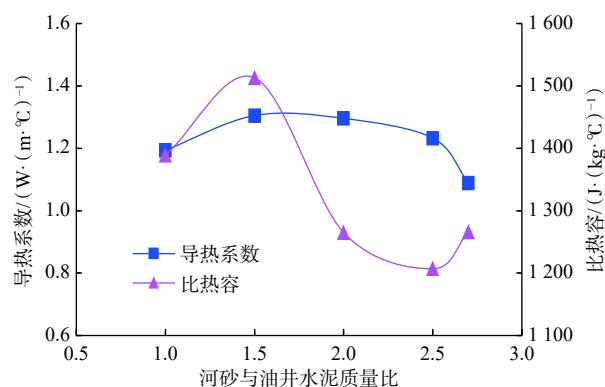


图 3 河砂与油井水泥按不同质量比制作人工岩心的导热系数和比热容

Fig.3 Thermal conductivity and specific heat capacity of artificial cores made of river sand and oil well cement with different mass ratios

综上所述, 河砂与油井水泥质量比为 2.5 时, 人工岩心的物性参数与西藏羊易地热储层最接近, 因此多分支井地热系统的流动传热实验采用河砂与油井水泥质量比为 2.5 的人工岩样。

3 注采实验方案与流程

多分支井注采实验主要研究不同生产参数和分支井结构参数对多分支井地热系统注采能力的影响规律。开展生产参数(注入温度和注入排量)对注入能力的影响规律实验时, 保持注入排量恒定, 测试并记录注入压力随时间的变化, 以评价系统的注入能力。具体方案为: 1)注入排量恒定为 6 L/h, 注入温度分别为 25, 30, 35 和 40 ℃, 实验研究温度对系统注入能力的影响; 2)注入温度恒定为 40 ℃, 注入排量分别为 2, 3, 4, 5 和 6 L/h, 实验研究排量对系统注入能力的影响。

开展分支结构参数对开采能力的影响规律实验时,

保持围压釜循环排量不变, 测试并记录出口流量随时间的变化, 以此评价系统的开采能力。研究的分支井结构参数包括分支井眼的数量、长度和直径, 具体方案为: 1) 分支井眼的长度和直径分别为 10 cm 和 10 mm, 研究分支井眼数量分别为 2, 3, 4, 5 和 6 时的系统生产能力, 分析分支井眼数量对系统生产能力的影响规律; 2) 分支井眼数量为 6、直径为 10 mm, 研究分支井眼长度分别为 10, 12, 14 和 16 cm 时的系统生产能力, 分析分支井眼长度对系统生产能力的影响规律; 3) 分支井眼数量为 6、长度为 10 cm, 研究分支井眼直径分别为 6, 8 和 10 mm 时的系统生产能力, 分析分支井眼直径对系统生产能力的影响规律。

多分支井注采实验流程依次为岩样制作、设备组装、釜体预热、围压建立、流体注入与采出和数据采集, 下面主要介绍流体注入与采出实验过程。进行多分支井注入实验时, 按照实验方案将水箱中的水加热至预定温度, 通过调节注水泵的频率维持注入流量不变, 同时打开围压釜出口阀门, 使通过多分支井眼注入人工岩样内的流体从围压出口阀流出釜体, 实现多分支井注入。注入过程中, 采集注入压力, 设定数据采集周期为 60 s; 待注入压力保持稳定后, 停止测定并保存数据。

进行多分支井采出实验时, 启动注水泵并调节其频率, 使围压循环排量保持不变, 同时调节围压釜出口阀, 保持围压不变; 人工热储加热到设定温度后, 打开多分支井井口阀门, 实现多分支井采出。采出过程中, 采集多分支井出口流量, 设定数据采集周期为 60 s; 待注入压力保持稳定后, 停止测定并保存数据。单井注采实验流程和多分支井注采实验流程相同, 只是将多分支井井筒替换为单井开式井筒。

4 多分支井注采性能影响因素分析

4.1 注入温度

不同注入温度下系统注入压力随时间的变化曲线如图 4 所示。由图 4 可知, 可将不同注入温度下的注入压力曲线划分为递减区、过渡区和稳定区 3 个阶段。不同注入温度下的递减区、过渡区和稳定区的时间节点各不相同。从图 4 还可以看出, 随着注入温度升高, 系统注入压力逐渐升高。以生产 90 min 为例, 当注入温度从 25 °C 升至 40 °C 时, 多分支井系统的注入压力升高了 1.34 MPa。这是因为较低的注入温度可提高岩石热应力, 增加岩石变形, 提高热储的渗透率, 从而降低系统注入压力, 利于取热介质的注入。

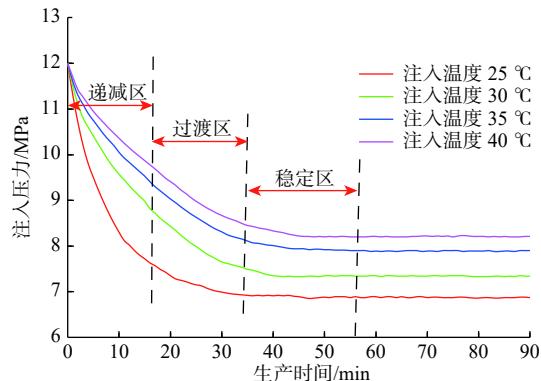


图 4 不同注入温度下注入压力随时间的变化曲线

Fig.4 Injection pressure variation with time at different injection temperatures

4.2 注入排量

不同生产时间下系统注入压力随注入排量的变化曲线如图 5 所示。由图 5 可知, 随着注入排量增加, 系统注入压力明显上升; 但随着生产进行, 注入排量对注入压力的影响程度减弱。这是因为在生产初期, 较大注入排量下取热介质的流动速度大, 其流动阻力也大, 因此具有较大的注入压力。但随着生产进行, 岩样温度整体下降, 产生的热应力使岩样发生形变, 导致热储的渗透率增大, 使注入排量对注入压力的影响程度减弱。

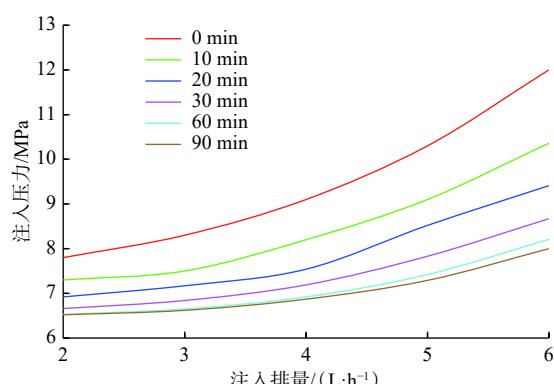


图 5 不同生产时间下注入压力随注入排量的变化曲线

Fig.5 Injection pressures variation with injection volume flow under different production time

4.3 分支井眼数量

不同生产时间下分支井系统注入压力和出口排量随分支井眼数量的变化曲线如图 6 所示。由图 6 可知, 随着分支井眼数量增加, 注入压力逐渐降低。生产时间分别为 0 和 90 min 时, 当分支井眼数量由 2 增加至 6 时, 系统注入压力分别降低了 4.8 和 2.9 MPa。从图 6 还可以看出, 随着分支井眼数量增多, 系统的出口排量也逐渐增大。这是因为随着分支井眼数量逐渐增多, 分支井井眼和热储的接触面积增大, 取

热介质在储层内的流动阻力减小。由此可知,较多的分支井眼有利于提高系统的注入和采出能力。

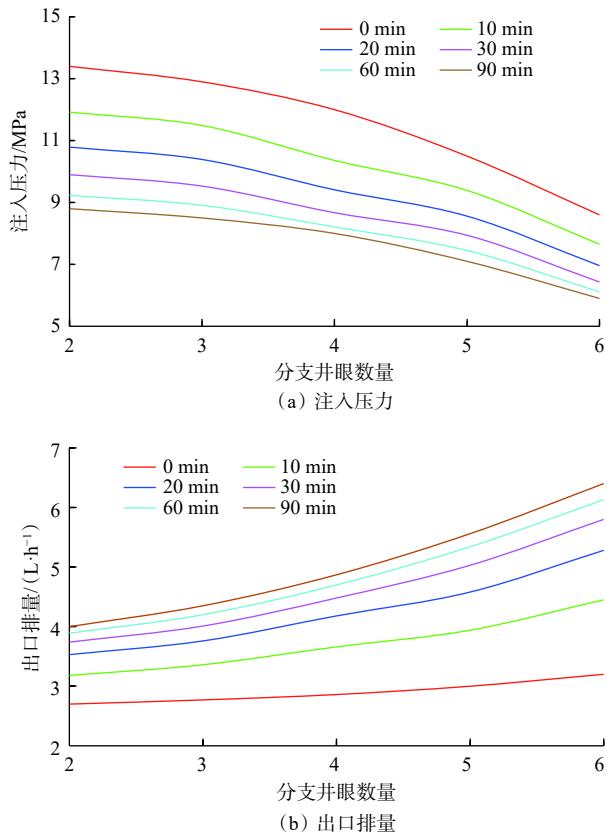


图6 不同生产时间下分支井系统注采性能随分支井眼数量的变化曲线

Fig. 6 Injection-production performance variation with lateral-well number under different production time

4.4 分支井眼长度

不同生产时间下分支井系统注入压力和出口排量随分支井眼长度的变化曲线如图7所示。由图7可知,随着分支井眼增长,注入压力逐渐降低;在分支井眼长度较短时,分支井眼长度对注入压力的影响程度更明显。从图7还可以看出,随着分支井眼长度增大,出口排量也逐渐增大;但随着生产进行,出口排量增大幅度逐渐减小。这是因为随着分支井眼长度增大,分支井眼和热储接触面积也增大,使流体在储层内流动阻力减小。因此增大分支井眼长度,有利于取热介质的注入和采出。

4.5 分支井眼直径

不同生产时间下分支井系统注入压力和出口排量随分支井眼直径的变化曲线如图8所示。由图8可知,随着分支井眼直径增大,系统注入压力小幅降低,出口排量小幅增大。以生产90 min为例,当分支井眼直径由6 mm增大至10 mm时,注入压力

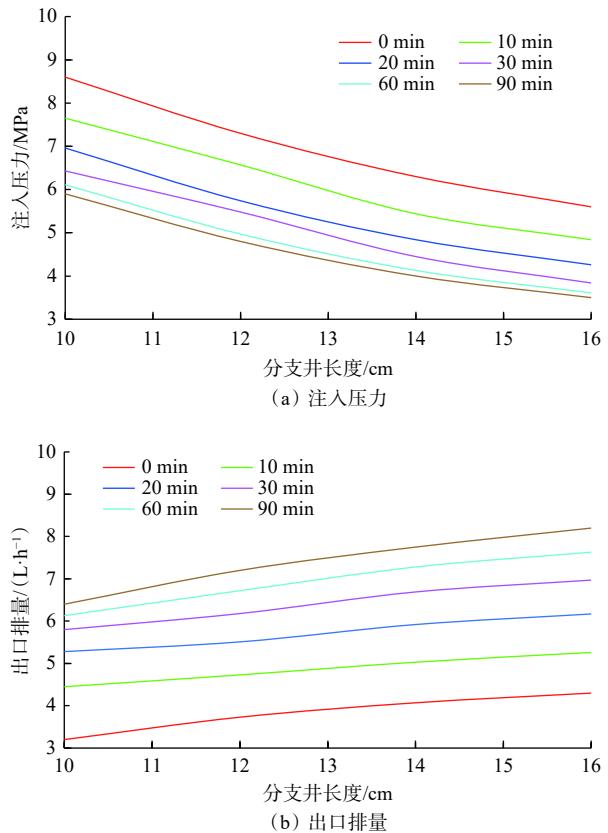


图7 不同生产时间下分支井系统注采性能随分支井长度的变化曲线

Fig. 7 Injection-production performance variation with lateral-well lengths under different production time

仅降低0.22 MPa,出口排量增加0.22 L/h。综上所述,增大分支井眼直径,有利于多分支井系统的注入和采出,但与分支井眼数量和长度对系统注采性能的影响相比,分支井眼直径的影响可忽略不计。

5 分支井与直井注采能力对比

根据上述分支井结构参数对系统注采性能影响规律的实验结果,选取注采性能最优的分支井结构参数,与单井开式系统进行注采能力对比实验。实验中采用的多分支井和单井开式系统如图9所示。多分支井地热系统的结构参数:分支井眼数量为6,分支井眼直径为10 mm,分支井眼长度为16 cm;单井开式系统的结构参数:井筒底部开口数量为6,开口直径为10 mm。

多分支井系统和单井开式系统注入压力和出口排量随时间的变化关系如图10所示。由图10可知,随着生产进行,多分支井系统和单井开式系统的注入压力都逐渐降低。生产过程中,多分支井地热系统的注入压力始终低于单井开式系统,出口排量始终高于单井开式系统。生产90 min时,多分支

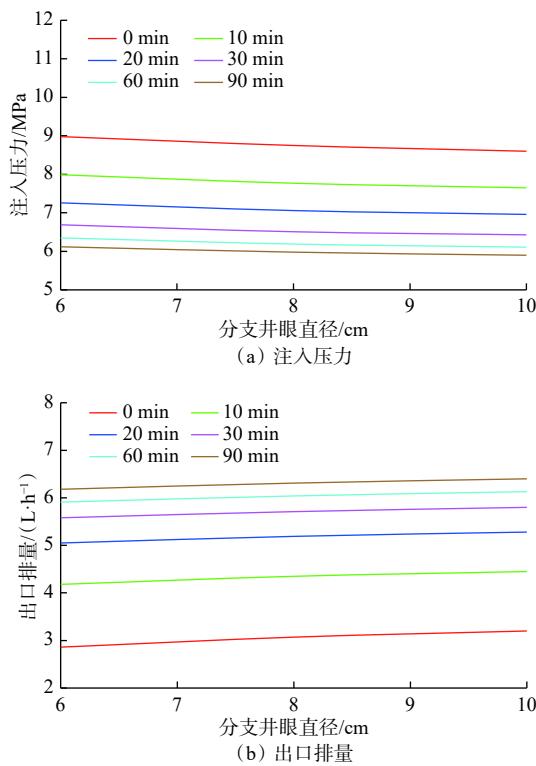


图 8 不同生产时间下分支井系统注采性能随分支井眼直径的变化曲线

Fig. 8 Injection-production performance variation with lateral-well diameters under different production time

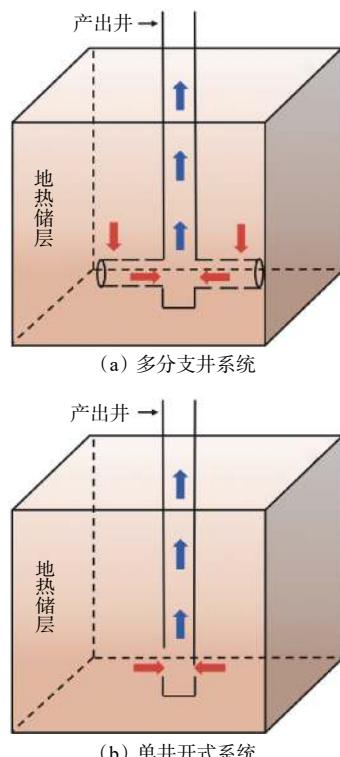


图 9 采出实验多分支井和单井示意

Fig. 9 Recovery experiments on a multilateral well and a single well

井系统的注入压力比单井开式系统低 5.6 MPa, 出口排量比单井开式系统高 3.82 L/h。这是因为相较于单井开式系统, 多分支井井筒能够深入储层内部, 水平截面上与储层的接触面积更大, 可明显降低取热介质在储层内的流动阻力。以上研究表明, 与单井开式结构相比, 多分支井能够明显提高地热系统的注入和采出能力。

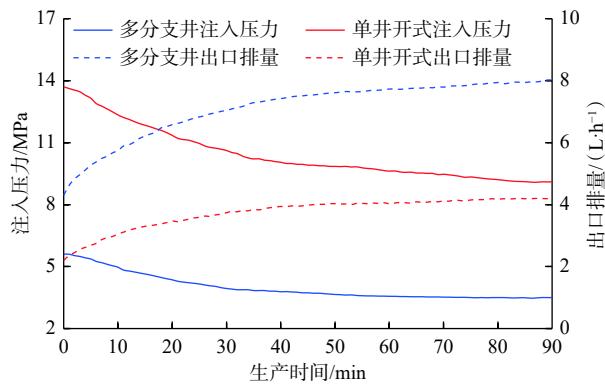


图 10 多分支井和单井开式系统注入压力和井口排量随时间的变化曲线

Fig.10 Injection pressure and outlet flow rate variation of multilateral-well and single-well open-loop geo-thermal system with time

6 结论与建议

1) 测试河砂与油井水泥按不同质量比制作岩心的物理性质, 发现当质量比为 2.5 时, 人工热储的物性与西藏羊易地热储层的物性最接近。

2) 随着注入温度和注入排量降低, 多分支井系统注入压力降低; 随着分支井眼数量和长度增加, 多分支井系统注入压力降低, 出口排量增大; 分支井眼直径对系统注采性能的影响可忽略不计。注入温度较低、分支井眼较多和分支井眼较长, 均有利于提高系统的注采能力。

3) 与单井开式系统相比, 多分支井地热系统具有更低的注入压力和更高的出口排量, 因此注采能力更佳, 更适用于地热资源的开采与回注。

4) 实验未采用天然岩样, 未考虑裂缝网络对实验结果的影响, 实验结果未与数值计算结果进行对比, 存在一定局限性。为了提高实验结果的准确性, 系统评价分析多分支井的注采性能和取热效果, 需在今后的研究中重点考虑上述问题。

参 考 文 献

References

- [1] 曾义金. 干热岩热能开发技术进展与思考 [J]. 石油钻探技术,

- 2015, 43(2): 1–7.
- ZENG Yijin. Technical progress and thinking for development of hot dry rock (HDR) geothermal resources[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2015, 43(2): 1–7.
- [2] 谢文革,路睿,张盛生,等.青海共和盆地干热岩勘查进展及开发技术探讨[J].*石油钻探技术*,2020,48(3):77–84.
- XIE Wenping, LU Rui, ZHANG Shengsheng, et al. Progress in hot dry rock exploration and a discussion on development technology in the Gonghe Basin of Qinghai[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(3): 77–84.
- [3] 张薇,王贵玲,刘峰,等.中国沉积盆地型地热资源特征[J].*中国地质*,2019,46(2):255–268.
- ZHANG Wei, WANG Guiling, LIU Feng, et al. Characteristics of geothermal resources in sedimentary basins[J]. *Geology in China*, 2019, 46(2): 255–268.
- [4] 庞忠和,罗零,龚宇烈.国内外地热产业发展现状与展望[J].*中国核工业*,2017(12):47–50.
- PANG Zhonghe, LUO Ji, GONG Yulie. State-of-the-art of the geothermal industry[J]. *China Nuclear Industry*, 2017(12): 47–50.
- [5] LUKAWSKI M Z, SILVERMAN R L, TESTER J W. Uncertainty analysis of geothermal well drilling and completion costs[J]. *Geothermics*, 2016, 64: 382–391.
- [6] SONG Xianzhi, SHI Yu, LI Gensheng, et al. Numerical simulation of heat extraction performance in enhanced geothermal system with multilateral wells[J]. *Applied Energy*, 2018, 218: 325–337.
- [7] SHI Yu, SONG Xianzhi, SHEN Zhonghou, et al. Numerical investigation on heat extraction performance of a CO₂ enhanced geothermal system with multilateral wells[J]. *Energy*, 2018, 163: 38–51.
- [8] 杨永印,沈忠厚,王瑞和,等.径向水平钻进技术试验研究[J].*石油钻探技术*,1998,26(1):4–7.
- YANG Yongyin, SHEN Zhonghou, WANG Ruihe, et al. Experimental studies on radial horizontal drilling technology[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 1998, 26(1): 4–7.
- [9] 林凤波,尚庆春,薛铃,等.水力开窗径向水平孔技术研究与试验[J].*石油钻探技术*,2002,30(5):25–26.
- LIN Fengbo, SHANG Qingchun, XUE Ling, et al. Research and experiments on cutting windows by water-jetting techniques[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2002, 30(5): 25–26.
- [10] 迟焕鹏,李根生,黄中伟,等.水力喷射径向水平井技术研究现状及分析[J].*钻采工艺*,2013,36(4):119–124.
- CHI Huanpeng, LI Gensheng, HUANG Zhongwei, et al. Research status and analysis of hydraulic jet radial horizontal well technology[J]. *Drilling & Production Technology*, 2013, 36(4): 119–124.
- [11] 傅志明.利用超短半径侧钻水平井挖潜厚油层顶部剩余油[J].*油气田地面工程*,2013,32(3):34–35.
- FU Zhiming. Exploiting residual oil of thick oil pay using ultra-short radial horizontal well technology[J]. *Oil-Gasfield Surface Engineering*, 2013, 32(3): 34–35.
- [12] NAIR R, PETERS E, SLIAUPA S, et al. A case study of radial jetting technology for enhancing geothermal energy systems at Klai-peda geothermal demonstration plant: proceedings of 42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, February 13–15, 2017[C]. Stanford, CA: Stanford University, 2017.
- [13] ZHANG Jie, XIE Jingxuan, LIU Xueling. Numerical evaluation of heat extraction for EGS with tree-shaped wells[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2019, 134: 296–310.
- [14] LENTSCH D, SAVVATIS A, HOFSTÄTTER H, et al. Potential of multilateral wells for geothermal projects in the Southern German Molasse Basin[C]//Proceedings World Geothermal Congress, Reykjavik, Iceland, 2020.
- [15] 石宇.多分支井循环二氧化碳开采地热资源机理与参数研究[D].北京:中国石油大学(北京),2020.
- SHI Yu. Study on mechanism and parameters of geothermal exploitation using multilateral wells with CO₂ as working fluid[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2020.
- [16] SHI Yu, SONG Xianzhi, WANG Gaosheng, et al. Study on wellbore fluid flow and heat transfer of a multilateral-well CO₂ enhanced geothermal system[J]. *Applied Energy*, 2019, 249: 14–27.
- [17] SHI Yu, SONG Xianzhi, LI Jiacheng, et al. Numerical investigation on heat extraction performance of a multilateralwell enhanced geothermal system with a discrete fracture network[J]. *Fuel*, 2019, 244: 207–226.
- [18] SHI Yu, SONG Xianzhi, WANG Gaosheng, et al. Numerical study on heat extraction performance of a multilateral-well enhanced geothermal system considering complex hydraulic and natural fractures[J]. *Renewable Energy*, 2019, 141: 950–963.
- [19] 赵阳,周宏伟,钟江城.人工砂岩物理力学性质的实验研究[J].*实验力学*,2018,33(3):385–394.
- ZHAO Yang, ZHOU Hongwei, ZHONG Jiangcheng. Experimental study of physical and mechanical properties of artificial sandstone[J]. *Journal of Experimental Mechanics*, 2018, 33(3): 385–394.
- [20] 于庆磊,杨天鸿,唐春安,等.不同孔隙配比人工岩芯试件水力学试验研究[J].*东北大学学报(自然科学版)*,2007,28(2):258–261.
- YU Qinglei, YANG Tianhong, TANG Chun'an, et al. Hydraulic testing study on artificial specimens with different pore proportioning[J]. *Journal of Northeastern University (Natural Science)*, 2007, 28(2): 258–261.
- [21] 许天福,张延军,于子望,等.干热岩水力压裂实验室模拟研究[J].*科技导报*,2015,33(19):35–39.
- XU Tianfu, ZHANG Yanjun, YU Ziwang, et al. Laboratory study of hydraulic fracturing on hot dry rock[J]. *Science & Technology Review*, 2015, 33(19): 35–39.
- [22] 凌璐璐,苏正,吴能友.增强型地热系统开采过程中热储渗透率对温度场的影响[J].*可再生能源*,2015,33(1):82–90.
- LING Lulu, SU Zheng, WU Nengyou. Effect of reservoir permeability on temperature field in EGS mining process[J]. *Renewable Energy*, 2015, 33(1): 82–90.
- [23] 于进洋.西藏羊易高温水热型地热井筒温度场研究[D].北京:中国地质大学(北京),2013.
- YU Jinyang. Research on the wellbore temperature for geothermal wells in Tibet[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2013.