

酸化压裂技术对碳酸岩盐储层地热井的 增灌能力影响研究

孙振添, 李文, 张进平, 何铁柱, 杨俊伟, 张文洋, 陈家玺

自然资源部浅层地热能重点实验室, 北京 100012;
北京市地热调查研究所, 北京 102218

摘 要: 地热回灌是地热开采的逆过程, 目前国内关于地热回灌的研究主要集中在常规回灌的关键技术和回灌对热储的影响等方面, 对酸化压裂在碳酸岩盐储层地热井的增灌能力影响方面研究较少。本研究以酸化压裂对碳酸岩盐储层地热井的增灌能力影响为目的, 有针对性的选取北京某碳酸盐岩储层地热井开展酸化压裂和增灌试验, 对地热井酸化压力前后的增产增灌能力进行对比分析, 分别从抽灌能力、渗透系数、表皮系数和热储改造规模等方面评价酸化压力技术对碳酸盐岩地热井增灌能力的影响。结果表明, 酸化压裂能明显提升地热井的出水能力和回灌能力, 且酸化压裂后地热井的加压回灌量相对酸化压裂前有明显提升。从酸化压裂成果评价结果可以看出, 地热井酸化压裂后的渗透系数较酸化压裂前提高了 17%, 渗透率提高了 16%, 整体改善效果明显; 地热井的表皮系数由酸化压裂前的 1.44 降低到-3.33, 不仅解除了近井伤害, 还增大了初始地层原始渗透率, 改造效果显著; 热储改造规模评价结果同样印证了本次酸化压裂的效果。

关键词: 酸化压裂; 碳酸盐岩储层; 增产改造技术; 增灌能力

中图分类号: P314 文献标志码: A doi: 10.3975/cagsb.2024.102101

Study on the Influence of Acid Fracturing Technology on Increasing the Reinjection Capacity of Carbonate Reservoir Geothermal Wells

SUN Zhentian, LI Wen, ZHANG Jinping, HE Tiezhu, YANG Junwei,
ZHANG Wenyang, CHEN Jiayi

Key Laboratory of Shallow Geothermal Energy, Ministry of Natural Resources, Beijing 100012;
Beijing Geothermal Research Institute, Beijing 102218

Abstract: Geothermal reinjection is a reverse exploitation process. Domestic research has mainly focused on the key technologies of conventional reinjection and the influence of reinjection on geothermal reservoirs. Few studies have been conducted on the influence of acid fracturing on the reinjection capacity of carbonate reservoirs. To address this gap, the current study carried out acid fracturing and reinjection tests in a carbonate reservoir geothermal well in Beijing, and comparatively analyzed the exploration and reinjection capacity before and after acid fracturing. Specifically, the study explored the effect of acid fracturing technology on increasing the reinjection capacity of carbonate reservoir geothermal wells from the aspects of exploration and reinjection capacity, permeability coefficient, skin coefficient, and scale of geothermal reservoir reconstruction. The results showed that acid fracturing can significantly improve the exploration and reinjection capacities of geothermal wells, and that the pressurized reinjection volume after acid fracturing is significantly increased. The evaluation results of acid fracturing showed that the permeability coefficient increased by 17% and the permeability increased by 16% after acid fracturing, with an obvious overall improvement effect. The skin coefficient of

本文由北京市自然科学基金项目(编号: 1244052; 8234063)和北京市规划和自然资源委员会“北京市部分地区地热资源增灌能力评价”项目联合资助。

收稿日期: 2024-06-18; 改回日期: 2024-10-18; 网络首发日期: 2024-10-22。责任编辑: 闫立娟。

第一作者简介: 孙振添, 男, 1988 年生。硕士, 高级工程师。主要从事地热资源勘查开发利用评价, 地热钻探及地球物理勘查等研究。

E-mail: sz06106116@126.com。

geothermal well was reduced from 1.44 to -3.33 after acid fracturing, which not only removed the damage near the well, but also increased the original permeability of the initial formation. The evaluation results of the scale of geothermal reservoir reconstruction also confirmed the effect of acid fracturing.

Key words: acid fracturing; carbonate reservoir; technology of increasing production; exploration and reinjection capacity

地热回灌是地热开采的逆过程，一方面可以处理采暖尾水，减少对环境造成的污染；另一方面可以缓解热储压力下降，保证地热井的生产能力；是实现地热资源高效可持续开发利用的关键手段(李曼等, 2024)。20 世纪 60 年代末期，美国 Geysers 地热田首次开展了地热回灌工作，并取得明显效果(Kennedy et al., 2010)。同期，法国在巴黎盆地实施了低温地热田回灌，建立了世界上第一个采灌“对井”系统(Lopez et al., 2010; 阮传侠, 2018)。目前，地热回灌已成为地热田生产实践中的一项日常工作，在全世界十多个国家得到了广泛应用(刘久荣, 2003; 秦俊生, 2013; 王学鹏等, 2020; 曹倩等, 2021; 申小龙等, 2022)。20 世纪 70 年代末，北京首先在城区地热田内开展了回灌工作。随后，天津、河北、山东、陕西等地也相继开展了相应工作且日渐成熟。

目前国内关于地热回灌的研究主要集中在常规回灌的关键技术和回灌对热储的影响等方面(曹倩等, 2021)，如工程设计(陈玉林, 2012; 王光辉等, 2013; 沈健等, 2016)、试验和监测(林建旺等, 2006; 林黎等, 2008; 张新文等, 2009)、生产井温度降低(林激等, 2016; 冯守涛等, 2019)、回灌井结垢、腐蚀和堵塞等(曹倩等, 2021)，对酸化压裂在碳酸岩盐储层地热井的增灌能力影响方面研究较少。本研究以酸化压裂对碳酸岩盐储层地热井的增灌能力影响为目的，有针对性的选取北京某碳酸盐岩储层地热井开展酸化压裂和增灌试验，对地热井酸化压力前后的增产增灌能力进行对比分析，分别从抽灌能力、渗透系数、表皮系数和热储改造规模等方面评价酸化压力技术对碳酸盐岩地热井增灌能力的影响，为地热资源的高效规模开发与可持续利用提供科学依据。

1 地热井概况

地热井位于北京市丰台区南四环大红门桥东南，其大地构造位置处于大兴隆起内，靠近南苑一通县断裂，属北京东南城区地热田(图 1)。南苑一通县断裂是区域性深大断裂，倾角大、切割深、且发育多组断裂，导致断裂附近地层较为破碎，为地壳深部热量提供了较好的向上运移通道。根据工作区附近地热井主要参数分析(表 1)，周边地热地层结构变化较大，西北侧新生界基底为青白口系，南苑一通县次级断裂东南侧新生界基底由奥陶系向寒武系过渡。

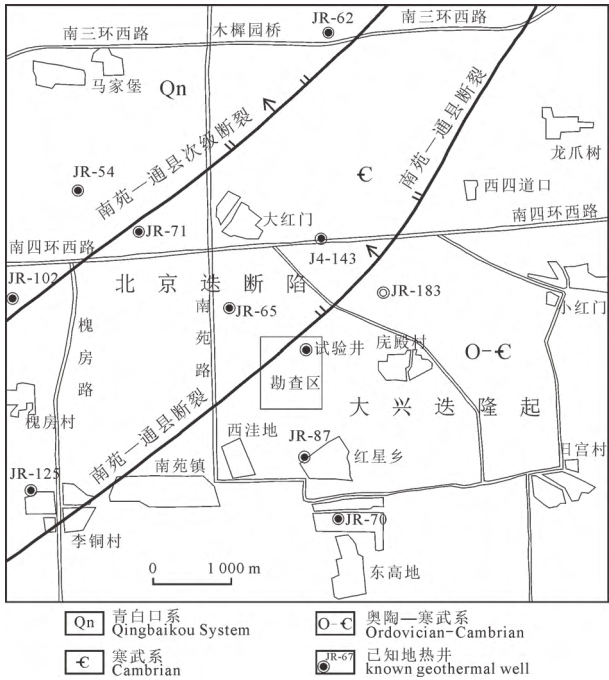


图 1 基岩地质构造图
Fig. 1 Bedrock geological structure map

表 1 附近地热井资料
Table 1 Date of nearby geothermal drilling well

井号	完井时间	井深/m	钻遇地层	热储层埋深/m	出水温度/℃	涌水量/(m ³ /d)
JR-54	1990-08	1 654.31	Q、R、Qn、Jxt	1 530~1 654(未穿)	53.5	1 337.00
JR-62	1998-10	1 630.88	Q、R、Qn、Jxt、Jxh、Jxw	1 528~1 630(未穿)	51.0	1 144.00
JR-65	1998-11	1 858.18	Q、R、O-C、Qn、Jxt、Jxh、Jxw	1 782~1 858(未穿)	49.5	1 200.00
JR-70	1999-10	2 188.18	Q、R、O-C、Qn、Jxt、Jxh、Jxw	1 883~2 188(未穿)	52.0	2 308.00
JR-71	1999-10	2 130.00	Q、C、Qn、Jxt、Jxh、Jxw	1 811~2 130(未穿)	59.0	1 099.00
JR-87	2000-06	2 403.33	Q、O-C、Qn、Jxt、Jxh、Jxw	1 811~2 400(未穿)	54.0	1 662.00
JR-102	2001-02	2 470.00	Q、R、C、Qn、Jxt、Jxh、Jxw	1 887~2 470(未穿)	65.0	1 853.00
JR-125	2002-07	2 522.50	Q、R、O-C、Qn、Jxt、Jxh、Jxw	2 235~2 522(未穿)	52.5	810.00
JR-143	2003-07	2 208.88	Q、R、O-C、Qn、Jxt、Jxh、Jxw	1 620~2 200(未穿)	60.5	2 768.86
JR-183	2011-11	2 400.00	Q、O、C、Qn、Jxt、Jxh、Jxw	1 613~2 400(未穿)	54.0	1 019.26

试验井采用“四开”结构成井,钻进方式以牙轮和水基钻井液正循环钻进为主。其中,“一开”井深 300.90 m,下入 $\phi 339.7 \text{ mm} \times 9.65 \text{ mm}$ J55 型石油套管,全井段水泥固井;“二开”井深 930.34 m,下入 $\phi 244.5 \text{ mm} \times 11.99 \text{ mm}$ N80 型石油套管,全井段水泥固井;“三开”井深 1 805.0 m,下入 $\phi 177.8 \text{ mm} \times 8.05 \text{ mm}$ N80 型石油套管,全井段水泥固井;“四开”井深 2 700.07 m,裸眼成井。

试验井热储为蓟县系雾迷山组,顶板埋深为 1 771.0 m,取水层段为 1 805.00~2 700.07 m,视厚度 895.07 m,岩性为灰色砂晶、细粉晶白云岩、硅质岩。钻井揭露地层自上而下分别为:第四系砂、砂砾和黏土,视厚度 70 m;奥陶系灰岩、泥岩视厚度 262 m;寒武系炒米店组灰岩视厚度 78 m;寒武系张夏组页岩视厚度 171 m;寒武系馒头组泥岩视厚度 284 m;寒武系昌平组灰岩、泥质灰岩视厚度 61 m;青白口系景儿峪组泥灰岩视厚度 112 m;青白口系龙山组石英砂岩、页岩视厚度 87 m;青白口系下马岭组黑色页岩视厚度 306 m;蓟县系铁岭组燧石条带白云岩视厚度 337 m;蓟县系洪水庄组黑色页岩和泥晶白云岩视厚度 81 m;蓟县系雾迷山组燧石条带白云岩视厚度 929.07 m。

经勘查,蓟县系雾迷山组热储层以上地层平均地热增温率为 $2.22 \text{ }^{\circ}\text{C}/100 \text{ m}$,热储层的平均地热增温率为 $1.13 \text{ }^{\circ}\text{C}/100 \text{ m}$ 。地热井水位埋深 68.57 m。经产能测试,试验井最大水位下降 89.08 m 时,地热井最大涌水量为 $1\,388.88 \text{ m}^3/\text{d}$,出水温度 $56 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

利用电阻率法对试验井热储层段裂缝层进行划分,发现热储层段裂缝均属于二类或三类裂缝。结合钻井记录结果,划分出的裂缝层段虽未出现明显的泥浆漏失,但均有泥浆消耗。

采用饱和水法对雾迷山组白云岩孔隙度进行测量,发现雾迷山组白云岩孔隙度差异较大,且四段地层的孔隙率整体好于三段,对比不同岩性孔隙度差别,泥质白云岩和泥晶白云岩的孔隙度相对较好;按照碳酸岩盐储集层孔隙度划分标准,两类岩性层段为好储层。

在孔隙结构描述、储集空间表征的基础上,进一步开展了渗透率测试实验。结果显示:雾迷山组地层渗透率差异性较大,各段内非均质性较强,对比各段平均渗透率发现,四段的渗透性能明显好于三段,与孔隙度解释结果基本吻合,且与岩性相关性较强。

采用 TAW 系列岩石三轴实验系统,开展单轴、三轴压缩岩石力学实验,测试不同条件下的应力-应变关系。结果显示:雾迷山组白云岩应力-应变曲线前期微有下凹,反应实验岩心存在天然裂缝,经

压实作用后,岩石发生弹性变形,应力-应变曲线表现为线性关系,达到抗压强度后,岩石发生破碎,应变曲线迅速下降,反应雾迷山组白云岩脆性强,破坏后岩样保留较高的残留抗压强度,有利于压裂改造。

综合对比各段、各岩性孔渗特征的基础上,总结雾迷山组整体规律:(1)储渗特征与组成岩石基质的粒级有关,通常粒级越大,孔渗特征越好;(2)同一粒级下,含藻类化石、或者含有天然裂缝、节理等弱面结构,对孔渗能力提升显著;(3)雾迷山组基质整体具有特低孔特低渗的特点,部分层段表现为裂缝型孔渗特征,裂缝、溶蚀孔洞等对热储层增渗、提高导流能力具有重要作用。

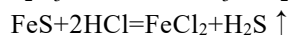
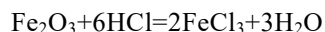
2 酸化压裂试验

酸化压裂是油气行业和地热井开发过程中常用的一项增产措施,近年来被广泛应用于地热勘查开发领域,并取得了良好的应用效果(马忠平等,2007;王连成等,2010;姬永红,2017;何铁柱等,2019)。其主要靠酸液的化学溶蚀作用提高热储层渗透性能,且压酸时的水力作用可以扩大、延伸和沟通地层中的裂隙,形成流通能力较高的渗流通道。

酸压过程中,盐酸进入热储层缝隙后,与岩石壁面发生化学反应,其化学反应方程式为:



同时,盐酸也可溶解地热井井管、钻杆等金属,化学反应式为:



为缓解酸液对井管、钻杆的腐蚀,减缓铁离子形成沉淀的速度,降低液体表面张力、增加废液返排效果,可向酸液中添加缓蚀剂、铁离子稳定剂及助排剂等。

2.1 工艺设计及压力参数选取

本研究依据试验井深和钻井结构选择相应的酸化压裂设备。根据地热井的出水温度、出水量、成井结构、地质构造资料,本次采用盐酸压裂工艺,挤注方式为正挤。根据地热井成井质量和配备管线的耐压程度,乘以安全系数后,计算得出挤注压力 $\leq 15 \text{ MPa}$ 。

2.2 酸液浓度选取

试验井的裸眼储层为雾迷山组白云岩,本次酸化压裂采用盐酸作为酸化压裂液,为了选择合适的酸液浓度,采用附近地热井采集的雾迷山组地层的岩屑,在室内进行了酸蚀试验(表 2)。通过对酸盐反应后地岩屑进行烘干、称重和计算,结果显示,随

着浓度的增加,盐酸对岩石的溶蚀率逐渐增加,但浓度超过 20%后盐酸对岩石的溶蚀率逐渐降低,不同温度条件之间的差异较小,盐酸浓度在 20%时对岩石的溶蚀率最高。同时,以往研究成果显示浓度越小的盐酸,对白云岩的裂隙刻蚀形态越复杂,酸液作用距离短,不能形成较长的裂缝;浓度越大的盐酸刻蚀形态简单,反应速度快,酸液滤失明显增大。因此本次选择浓度 20%的盐酸为本次酸液。

2.3 酸液用量选取

地热井裸眼段长度为 895.07 m, 直径为 152 mm, 依据测井曲线划分的裂缝层位置和钻探过程中划分的含水层段,其主要分布在 2 095~2 652 m 深度范围内,本段总长度 557 m,对应孔内体积为 10.1 m³,以 2:1 的挤入量确定用酸量约为 20 m³。

表 2 酸蚀试验结果
Table 2 Results of acid etching test

序号	酸液浓度/%	酸液用量/mL	岩样反应前质量/g	岩样反应后质量/g	溶蚀率/%
1	5	100	50	18.18	63.44
2	10	100	50	12.13	75.74
3	15	100	50	7.96	84.08
4	20	100	50	4.85	90.30
5	25	100	50	5.20	89.60
6	30	100	50	6.82	86.36

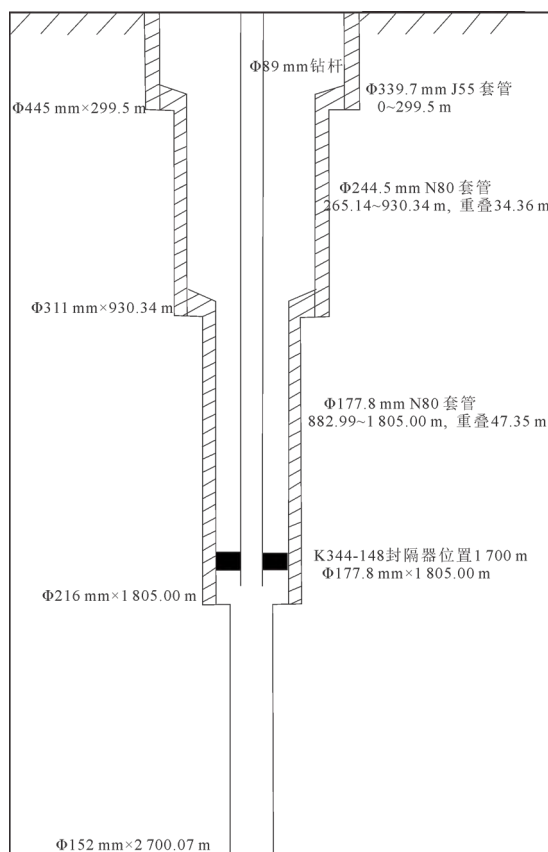


图 2 酸化压裂管柱示意图
Fig. 2 Sketch diagram of acid fracturing

在含水层集中的 557 m 层段内,二类裂缝层和三类裂缝层累计厚度为 246 m,压裂过程中,酸液从该地层向四周散发进入地层,设定酸液侵入地层范围直径为 2.5 m,白云岩岩石孔隙率为 1.6%,求得盐酸用量约为 19.3 m³。综合考虑本次酸化压裂的酸液用量为 20 m³。

2.4 试验过程

首先,用下 Φ89 mm 钻杆在 1 800~2 700 m 段进行冲洗并筒捞出孔内沉砂,并冲洗干净后起出钻具;下封隔器施工管柱,将封隔器下入井内 1 700 m 深度处(图 2),连接地面施工流程管线,管线流程试压 20 MPa 不刺不漏为合格。

然后,采用大型压裂设备往孔内加压泵入加入降阻剂的清水(前置液)100 m³,疏通裂隙通道,记录地层的吸收能力;然后往孔内加压泵入施工管柱液 20 m³,再稳压泵入浓度 20%的盐酸 20 m³;再采用压裂设备往孔内再加压泵入清水(后置液)300 m³,观察并记录井口压力值;待施工结束后立即泄压返排。压酸时,时刻注意压力变化值,防止压破储层;同时控制酸液用料,坚持酸液越浓,用量越少的原则,酸化后残液应及时返排,防止 PH 值上升发生沉淀。

施工过程中,为防止黏土膨胀,加入 400 kg 浓度 1%的 NH₄CL 作为施工管注液;为防止酸液腐蚀套管壁及稳定铁离子,在酸液中加入 240 kg 浓度 0.6%的柠檬酸(缓蚀剂+铁离子稳定剂)。

酸化压裂施工结束后,采用大型压风机风管下到 800 m 进行气举负压洗井,记录上水情况、压力变化情况,温度值、上水浑浊度等,洗井时间不少于 24 小时。

3 酸化压裂前后抽灌试验结果对比分析

为方便对比酸化压裂前后地热井的产能情况,在酸化压裂后分别对地热井进行了大、中、小三个落程的抽水试验,3 个升程的自然回灌试验和 3 个升程的加压回灌试验。

其中,每个落程的抽水延续时间为 3 天,抽水结束后进行水位恢复试验,观测时间为 1 天。抽水试验需连续观测的内容有水位、水温和水量。恢复试验需连续观测水位。每个升程回灌试验稳定延续时间不小于 72 h,回灌试验结束后需进行恢复试验,持续时间不小于 24 h。回灌试验和恢复试验的观测要求与抽水试验相同。

3.1 抽水试验

(1) 试验结果

酸化压裂前,抽水试验结果显示(表 3),在降深 89.08 m 时,地热井最大涌水量为 1 388.88 m³/d,在

降深 41.26 m 时, 涌水量为 948.48 m³/d, 在降深 18.22 m 时, 涌水量为 559.20 m³/d。

酸化压裂后, 抽水试验结果显示(表 3), 在降深 67.32 m 时, 地热井涌水量为 1 457.04 m³/d, 在降深 38.24 m 时, 涌水量为 1 021.44 m³/d, 在降深 17.15 m 时, 涌水量为 538.80 m³/d。

(2)对比分析

根据水流方程和曲线类型分别计算酸化压裂前后相应降深时地热井的涌水量(表 4), 并根据地热井的抽水试验资料, 绘制了酸化压裂前后地热井的 $Q-S$ 曲线图(图 3)。

结果显示, 当降深小于 16.3 m 时, 酸化压裂前地热井的出水能力较好, 且单位涌水量更大; 当降深大于 16.3 m 时, 酸化压裂后地热井的出水能力总体呈增加趋势, 且增幅随着涌水量的增加而增大。相较酸化压裂前, 当降深为 30 m 时, 酸化压裂后的涌水量增加 10%; 当降深为 50 m 时, 酸化压裂后的涌水量增加 19.2%; 当降深为 70 m 时, 酸化压裂后的涌水量增加 25.7%。

3.2 自然回灌试验

(1)试验结果

通过从附近地热井抽水, 对该地热井进行同层回灌, 经过 3 次升程回灌试验(表 5)。结果显示, 该井酸化压裂前的最大自然回灌量为 213.36 m³/d, 酸化压裂后该井的最大自然回灌能力为 440.40 m³/d。

表 3 酸化压裂前后抽水试验结果表

Table 3 Results of pumping test data before and after acid fracturing

落程		热恢复 水位埋 深/m	动水 位埋 深/m	降深 /m	涌水量 Q/(m³/d)	单位涌水 量(m³/d·m)	温度 /℃
酸化	1	68.57	86.79	18.22	559.20	30.69	53
压裂	2	68.57	109.83	41.26	948.48	22.44	55
前	3	68.57	157.65	89.08	1 388.88	15.59	56
酸化	1	68.52	85.67	17.15	538.80	21.60	53
压裂	2	68.52	106.76	38.24	1 021.44	26.70	55
后	3	68.52	135.84	67.32	1 457.04	31.40	57

表 4 酸化压裂前后抽水试验 $Q=f(S)$ 关系对比表

Table 4 Comparison of $Q=f(S)$ of pumping test before and after acid fracturing

降深 /m	酸化压裂前		酸化压裂后		涌水 量增 幅/%
	涌水量 $Q/(m^3/d)$	单位涌水量 $/(m^3/(d \cdot m))$	涌水量 $Q/(m^3/d)$	单位涌水量 $(m^3/d \cdot m)$	
10	393.5	39.4	364.3	36.4	-7.40
16.3	519.9	31.9	519.7	31.9	0.00
30	736.1	24.5	809.8	27.0	3.20
50	984.9	19.7	1 173.9	23.5	10.00
70	1 193.1	17.0	1 499.2	21.4	19.20
80	1 287.5	16.1	1 652.1	20.7	25.70

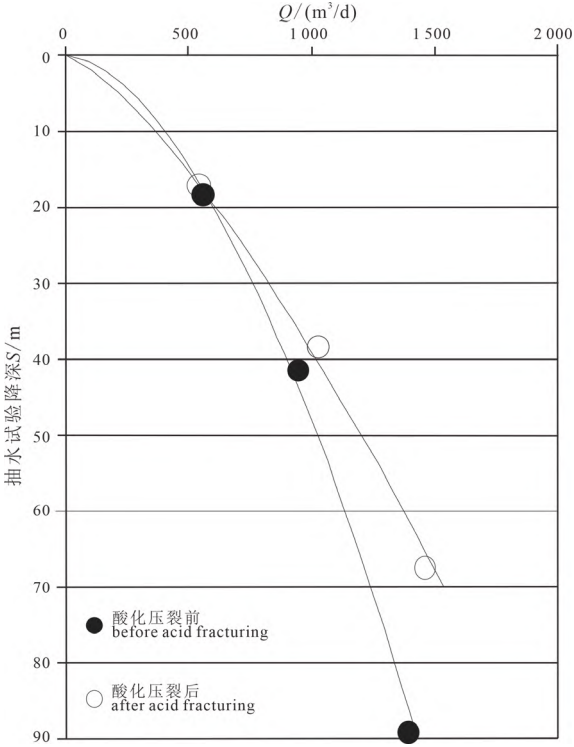


图 3 地热井酸压前后抽水试验曲线图

Fig. 3 Pumping test curve of geothermal well before and after acid fracturing

(2)对比分析

酸化压裂前后, 地热井的自然回灌能力差异较大, 酸化压裂后较酸化压裂前增加了 106%。根据抽水试验 $Q-S$ 经验公式, 对酸化压裂前后的自然回灌数据进行拟合, 绘制幂函数关系图(图 4), 并根据该幂函数计算不同升程的自然回灌量和单位自然回灌量(表 6)。

酸化压裂前后两次自然回灌的 $Q-S$ 曲线形态差异较大。酸化压裂前, $Q-S$ 曲线没有表现出明显的幂函数特征, 单位回灌量变幅不大, 分布在 3.2~3.8 m³/d·m 范围内。酸化压裂后, $Q-S$ 曲线表现出明显的幂函数特征, 单位回灌量随着回灌量的增加而显著降低, 升程为 10 m 时, 单位回灌量为 19.2 m³/d·m, 升程为 70 m 时, 单位回灌量为 6.5 m³/d·m。

表 5 酸化压裂前后自然回灌试验结果表

Table 5 Results of natural reinjection test before and after acid fracturing

升程		热恢复 水位埋 深/m	动水 位埋 深/m	升程 /m	回灌量 $Q/(m^3/d)$	单位回 灌量 $/(m^3/d \cdot m)$	温度 /°C
酸化 压裂 前	1	68.57	50.19	18.38	65.52	3.56	40
	2	68.57	26.36	42.21	143.28	3.39	41
	3	68.57	0.00	68.57	213.36	3.11	42
酸化 压裂 后	1	68.52	55.63	12.89	210.96	16.4	40
	2	68.52	24.59	43.93	366.72	8.35	40
	3	68.52	0.00	68.52	440.40	6.43	42

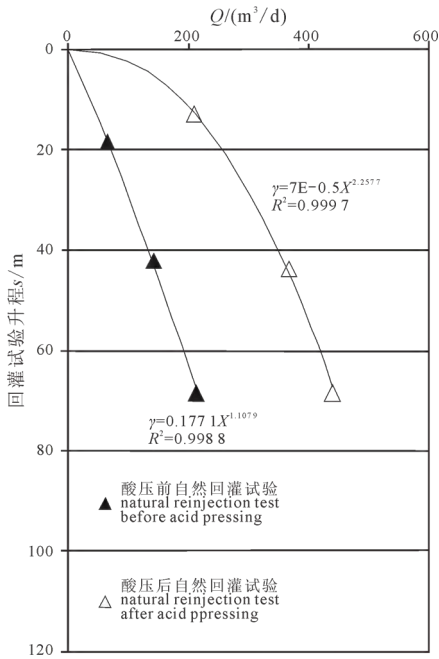


图 4 酸压前后自然回灌试验 $Q-S$ 曲线图
Fig. 4 $Q-S$ curve of natural reinjection test before and after acid pressing

表 6 酸化压裂前后自然回灌 $Q=f(S)$ 关系对比表
Table 6 Comparison table of $Q=f(S)$ of natural reinjection test before and after acid fracturing

升程 /m	酸化压裂前		酸化压裂后		回灌 量增 幅
	回灌量 $Q/(m^3/d)$	单位回灌量 $/ (m^3/d \cdot m)$	回灌量 $Q/(m^3/d)$	单位回灌量 $/ (m^3/d \cdot m)$	
10	38.1	3.8	192.0	19.2	404%
20	71.3	3.6	261.0	13.0	266%
30	102.8	3.4	312.3	10.4	204%
40	133.2	3.3	354.8	8.9	166%
50	163.0	3.3	391.6	7.8	140%
60	192.1	3.2	424.5	7.1	121%
68.52	216.6	3.2	450.3	6.6	108%

酸化压裂前后回灌量增幅也随着回灌量的增加而降低。当升程为 10 m 时, 酸化压裂前后的回灌量分别为 38.1 m³/d 和 192.0 m³/d, 增幅为 404%。当升程为 60 m 时, 酸化压裂前后的回灌量分别为 192.1 m³/d 和 424.5 m³/d, 增幅为 121%。即酸化压裂后, 在自然回灌初期, 回灌效率更高。

3.3 加压回灌试验

(1) 试验结果

酸化压裂前, 通过 3 次加压回灌试验, 结果显示(表 7), 在井口压力 0.20 MPa 时, 最大回灌能力为 318.00 m³/d; 在井口压力 0.35 MPa 时, 最大回灌能力为 497.76 m³/d; 在井口压力 0.51 MPa 时, 最大回灌能力为 607.44 m³/d。

酸化压裂后, 通过 3 次加压回灌试验, 结果显示(表 7), 在井口压力 0.21 MPa 时, 最大回灌能力为 521.52 m³/d; 井口压力 0.35 MPa 时, 最大回灌能力

表 7 酸化压裂前后加压回灌试验结果表
Table 7 Result of pressure reinjection test before and after acid fracturing

		热恢复	井口			单位回	
升程		水位埋	压力	升程	回灌量	灌量	温度
		深/m	/MPa	/m	/(m³/d)	/(m³/(d·m))	/°C
酸化	1	68.57	0.20	88.57	318.00	3.59	42
压裂	2	68.57	0.35	103.57	497.76	4.81	42
前	3	68.57	0.51	119.57	607.44	5.08	44
酸化	1	68.52	0.21	89.52	521.52	5.83	42
压裂	2	68.52	0.35	103.52	723.84	6.99	42
后	3	68.52	0.50	118.52	845.76	7.14	44

为 723.84 m³/d; 井口压力为 0.50 MPa 时, 最大回灌能力为 845.76 m³/d。

(2) 对比分析

根据抽水试验 $Q-S$ 经验公式, 对酸化压裂前后的加压回灌数据进行拟合, 绘制幂函数关系图(图 5), 并根据该幂函数计算不同升程下的加压回灌量和单位加压回灌量(表 8)。酸化压裂前后两次加压回灌的 $Q-S$ 曲线形态相似, 都表现出明显的幂函数特征, 具体表现为单位回灌量随着压力的增加而降低。

酸化压裂前, 当压力从 0.1 MPa 升至 0.7 MPa 时, 单位加压回灌量从 19.8 m³/d·m 降至 11.2 m³/d·m, 降幅为 43%。酸化压裂后, 这一值从 37.4 m³/d·m 降至 16.2 m³/d·m, 降幅为 50%, 降幅差异不大。酸化压裂前后, 地热井的加压回灌能力存在一定差异。酸化压裂后的加压回灌量相对酸化压裂前有明显提

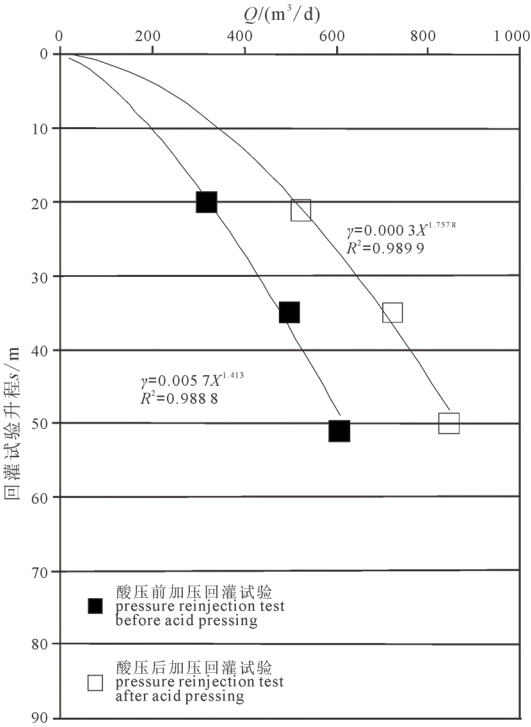


图 5 酸压前后加压回灌试验 $Q-S$ 曲线图
Fig. 5 $Q-S$ curve of pressure reinjection test before and after acid pressing

表 8 酸化压裂前后加压回灌 $Q=f(S)$ 关系对比表Table 8 Comparison of $Q=f(S)$ of pressure reinjection test before and after acid fracturing

加压值 /MPa	酸化压裂前		酸化压裂后		回灌 量增 幅
	回灌量 $Q/(m^3/d)$	单位回灌量 $/(m^3/d \cdot m)$	回灌量 $Q/(m^3/d)$	单位回灌量 $/(m^3/d \cdot m)$	
0.1	197.7	19.8	374.1	37.4	89%
0.2	322.8	16.1	555.0	27.7	72%
0.3	430.1	14.3	699.0	23.3	63%
0.4	527.2	13.2	823.3	20.6	56%
0.5	617.4	12.3	934.7	18.7	51%
0.6	702.5	11.7	1 036.9	17.3	48%
0.7	783.4	11.2	1 131.9	16.2	44%

升,但提升量也随着压力值的增加而降低。当加压值为 0.1 MPa 时,回灌量增幅达 89%。当压力值为 0.4 MPa 时,回灌量增幅为 56%。当压力值为 0.7 MPa 时,回灌量增幅为 44%。

4 酸化压裂成果评价

4.1 回灌能力评价

在地热井开发过程中,涌水量和回灌量相同条件下的单位回灌量与单位涌水量的比值常被用于评价回灌能力(柯柏林等, 2019),一般情况下,经过酸化压裂的地热井回灌能力较酸化压裂前有明显提升。本研究对地热井酸化压裂前后的单位回灌量与单位涌水量的比值进行计算,评价酸化压裂技术对热储回灌能力的影响。根据地热井的抽水和回灌试验数据,计算了该井的产能-回灌能力关系(表 9)。结果显示,在相同的水位变化幅度下,酸化压裂前该井的自然回灌量与涌水量的比值关联紧密, Q_1/Q_2 总体分布在 0.12~0.19 范围内,酸化压裂后 Q_1/Q_2 总体分布在 0.30~0.48 范围内,回灌能力明显提高。

4.2 渗透能力评价

影响地热井产能高低的水文地质参数很多,其中最为核心的是渗透系数,其表示地热流体通过岩石孔隙骨架的难易程度,是综合反映岩体渗透能力的一个指标(刘东林等, 2019),也是渗流计算时必须用到的一个基本参数,其数值的正确确定对渗透计算有着重要意义。地热井酸化压裂后的渗透率和渗透系数与酸化压裂前的数值相比,如果增幅较大,说明酸化压裂效果越好,反之则说明酸化压裂效果一般。

《矿区水文地质工程地质勘探规范》(GB12719-1991)给出了渗透系数的计算公式为:

$$K=q/(2\pi M)\ln(R/r_w)$$

式中: K 为渗透系数; q 为单位涌水量,单位为 $m^3/(d \cdot m)$; M 为目的层厚度,单位为 m; R 为影响半径,单位为 m; r_w 为井筒半径,单位为 m。

根据以上公式,对该地热井酸化压裂前后的渗

表 9 酸化压裂前后地热井产能-回灌能力对比表

Table 9 Comparison of exploration and reinjection capacity before and after acid fracturing

阶段	水位 变化 /m	回灌量 $/(m^3/d)$	单位涌水量 $/(m^3/d \cdot m)$	单位回灌量 $/(m^3/d \cdot m)$	回灌能力 $/(Q_1/Q_2)$
酸化 压裂 前	68.57	213.36	17.20	3.11	0.19
	42.21	143.28	21.19	3.39	0.16
	18.38	65.52	30.29	3.56	0.12
酸化 压裂 后	68.52	440.40	21.54	6.43	0.30
	43.93	366.72	24.32	8.35	0.34
	12.89	210.96	33.99	16.37	0.48

表 10 酸化压裂前后渗透系数和渗透率参数表

Table 10 Permeability coefficient and permeability parameters before and after acid fracturing

参数	渗透系数	渗透率
酸化压裂前	$0.036 m \cdot d^{-1}$	$0.50 \times 10^{-3} \mu m^2$
酸化压裂后	$0.042 m \cdot d^{-1}$	$0.58 \times 10^{-3} \mu m^2$
酸压后增幅	17%	16%

透系数和渗透率进行计算(表 10),对比可以发现,该井酸化压裂后的渗透系数较酸化压裂前提高了 17%,渗透率提高了 16%,整体改善效果明显。

4.3 表皮系数评价

表皮系数主要用于表示无限小延伸区域引起的稳定状态的压差,并认为近井地层的渗透率未发生变化,从而避免了因近井地层渗透率发生变化所造成的数学处理困难。通常,当井筒附近地层被污染时,其污染区的渗透率将小于油层深部渗透率,附加压降为正值,解释出的表皮系数大于零;在地层进行措施改造后,附加压降为负值,表皮系数小于 0(李晓宁, 2017; 韩光明, 2017; 牛小希, 2019)。表皮系数作为评价储层伤害的关键参数,有助于评价地层可改造能力。如果表皮系数从酸化压裂前的正值降为酸化压裂后的负值,则说明酸化压裂效果较好,反之则说明酸化压裂效果较差。

通常对于裸眼直井,表皮系数计算公式为:

$$S = \left(\frac{k_0}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{R}{r_w}$$

式中: k_0 为原始地层渗透率,单位为 mD; k_s 为带表皮的地层渗透率,单位为 mD; R 为泄流半径,单位为 m; r_w 为井筒内径,单位为 m。

由于地热井开发过程中,原始地层渗透率、泄流半径难于求取。1951 年,霍纳提出了利用试井资料求表皮系数的方法(Horner, 1951),其主要思路是:将地热井稳定生产一定时间后,关井的压力恢复过程看成是该井在关井期间继续生产,同时有一口与生产井流体、流量、井径等均相同的“注水井”在同时、同地向地产生注入。根据压力迭加原理,这口井的压力恢复则相应是拟“生产井”与拟“注水

表 11 地热井表皮系数计算表
Table 11 Calculation results of skin coefficient of geothermal well

参数	原始地层压力/MPa	恢复 1 h 地层压力/MPa	地层平均渗透率/mD	地层水黏度/(mPa·s)	地层水压缩系数(MPa ⁻¹)	稳定段斜率	地层平均孔隙度	井径/m	表皮系数
酸压前	23.94	25.69	0.5	1	0.048 5	-0.204 6	0.001 8	0.152	1.44
酸压后	24.15	25.82	0.58	1	0.048 5	-0.379 2	0.002 1	0.152	-3.33

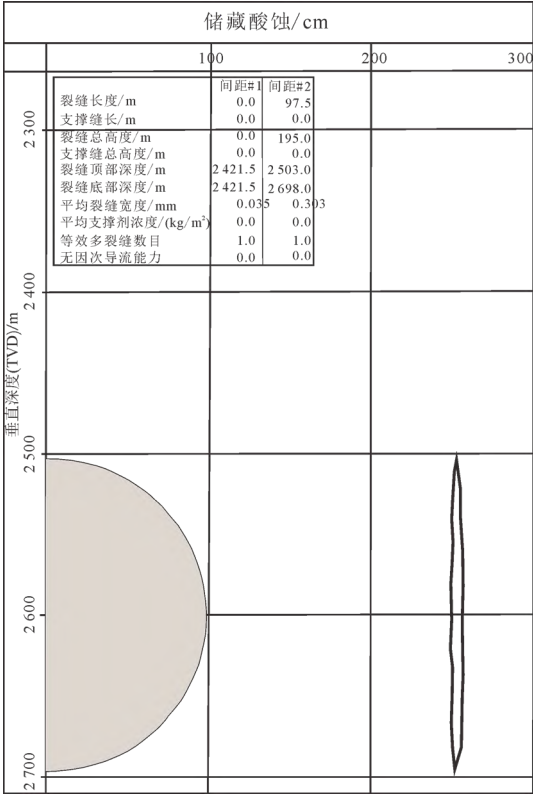


图 6 酸化压裂改造裂缝剖面图
Fig. 6 Fracture profile of acid fracturing

井”两口井压降影响的代数和。
根据霍纳曲线，表皮系数与压力恢复时间、压力变化、储层孔渗等参数相关：

$$S=1.15129\left(\frac{p_i-p_{1h}}{m}-\lg \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2}-1.90768\right)$$

式中： p_i 为原始地层压力，单位为 MPa； p_{1h} 为试井 1 h 后对应的地层压力，单位为 MPa； m 为霍纳曲线斜率； k 为地层当前渗透率，单位为 mD； ϕ 为孔隙度； μ 为地层流体黏度，单位为 mPa·s； C_t 为总压缩系数，单位为 MPa⁻¹。

根据以上方法对该地热井酸化压裂前后的表皮系数进行计算，选取霍纳曲线稳定段斜率，带入上述公式中，计算得到地热井的表皮系数(表 11)。表皮系数由酸化压裂前的 1.44 降低到-3.33，不仅解除了近井伤害，还增大了初始地层原始渗透率，改造效果显著。

4.4 热储改造规模评价

热储改造规模是指酸化压裂过程中改造层的裂缝延伸距离和酸液突破距离，裂缝延伸越长，裂

缝越宽且酸液突破距离越远则说明酸化压裂效果越好，反之则酸化压裂效果较差(王永辉等 2012；王贵玲等，2024)。其中，主要考虑改造层的位置要与酸化压裂后测井的数据是否一致，一致说明酸化压裂效果较好，不一致则说明酸化压裂效果较差。根据实际酸化压裂施工压力曲线，采用 Frac TP 软件对该地热井的改造规模和改造效果进行模拟，评价压裂效果(图 6)。结果显示，该井主要改造层在 2 421.5 m 和 2 503~2 698 m 之间，其中 2 503~2 698 m 处酸液侵入高度为 195 m，平均裂缝宽度 0.303 mm，裂缝累计长度为 97.5 m，2 570~2 675 m 的酸液突破距离约为 40 m，为主要酸蚀层段。而酸化压裂后热储评价测井结果显示，在 2 592~2 609 m 处存在温度降低现象，推测可能是酸化压裂使得此处的裂缝增大，酸化压裂过程中的前置液和后置液进入地层较多引起了温度的降低，这与模拟结果相符。

5 结论

本文选取北京某典型碳酸盐岩储层地热井，开展酸化压裂和增灌试验，并对地热井酸化压力前后的增产增灌能力进行对比分析，加压回灌和对地热井酸化压力前后的增产增灌能力进行对比分析，分别从抽灌能力、渗透系数、表皮系数和热储改造规模等方面评价酸化压力技术对碳酸盐岩地热井增灌能力的影响，得出以下结论：

(1)酸化压裂成果评价结果显示，地热井酸化压裂后的渗透系数较酸化压裂前提高了 17%，渗透率提高了 16%，整体改善效果明显。地热井的表皮系数由酸化压裂前的 1.44 降低到-3.33，不仅解除了近井伤害，还增大了初始地层原始渗透率，改造效果显著。热储改造规模评价结果同样印证了本次酸化压裂的效果。

(2)酸化压裂能明显提升碳酸盐岩储层地热井的出水能力和回灌能力，尤其是在地热井降深达到一定程度时，酸化压裂后地热井的出水能力总体呈增加趋势，且增幅随着涌水量的增加而增大。而酸化压裂后地热井自然回灌量增幅随着回灌量的增加而降低，且单位回灌量随着回灌量的增加而显著降低。

(3)酸化压裂后碳酸盐岩储层地热井的加压回

灌量相对酸化压裂前有明显提升,但提升量也随着压力值的增加而降低。

(4)本文仅对一眼碳酸盐岩储层地热井开展了酸化压裂和增灌试验,受实测数据所限,无法完全准确反映酸化压裂对储层的改造效果,将来可以结合多组试验结果,更为全面的评价酸化压裂对地热井增灌能力的影响。

Acknowledgements:

This study was supported by Beijing Natural Science Foundation (Nos. 1244052 and 8234063) and Beijing Municipal Commission of Planning and Natural Resources.

参考文献:

- 曹倩,方朝合,李云,等,2021.国内外地热回灌发展现状及启示[J].石油钻采工艺,43(2):203-211.
- 陈玉林,2012.西安地热田地下水回灌试验研究[D].西安:西北大学.
- 冯守涛,王成明,杨亚宾,等,2019.砂岩热储回灌对储层影响评价——以鲁西北拗陷地热区为例[J].地质学报,93(S1):158-167.
- 韩光明,2017.东部某油田馆陶组油藏合理产液能力研究与应用[J].钻采工艺,40(5):63-65,72,5.
- 何铁柱,孙振添,2019.酸化压裂工艺在浙江桐乡地热井增产中的应用[J].城市地质,14(4):49-54.
- 姬永红,2017.酸化压裂技术在鲁西南碳酸盐岩地热井中的应用[J].勘察科学技术,(4):62-64.
- 柯柏林,林天懿,刘庆等,2019.碳酸盐岩水热型地热系统酸化压裂增产关键技术研究与应用[M].北京:地质出版社.
- 李曼,王贵玲,蔺文静,等,2024.采灌均衡条件下地热资源潜力评价方法探讨——以雄安新区碳酸盐岩热储为例[J].地质学报,98(6):1928-1940.
- 李晓宁,2017.流体交换型地热井采灌能力研究[D].青岛:中国石油大学(华东).
- 林建旺,刘晓满,高宝珠,等,2006.天津地热回灌试验分析及存在问题[J].河南理工大学学报,25(3):200-204.
- 林黎,王连成,赵苏民,等,2008.天津地区孔隙型热储层地热流体回灌影响因素探讨[J].水文地质工程地质,35(6):125-128.
- 林激,于彦,秦莉红,等,2016.天津市地热资源开发利用特征及存在问题分析[J].地质找矿论丛,31(4):592-599.
- 刘东林,李义曼,庞忠和,等,2019.碳酸盐岩热储对湖水回灌的响应[J].工程地质学报,27(1):178-183.
- 刘久荣,2003.地热回灌的发展现状[J].水文地质工程地质,30(3):100-104.
- 马忠平,杜彬,鲍卫和,等,2007.酸化压裂工艺在地热井中的应用[J].探矿工程,34(2):45-47.
- 牛小希,2019.消除油井产量定义不同造成试井解释误差方法的研究[J].钻采工艺,42(4):54-56,9.
- 秦俊生,2013.北京地区热储层损害机理研究[D].北京:中国

地质大学(北京).

- 阮传侠,2018.天津地区雾迷山组热储地热回灌研究[D].北京:中国地质大学(北京).
- 申小龙,李浩,王伟,等,2022.关中西部眉县城区地热井回灌试验 Q-p 曲线方程探究[J].煤田地质与勘探,50(6):165-174.
- 沈健,王连成,赵艳婷,2016.天津市中心城区老旧地热回灌系统技术改造方法探析[J].地质调查与研究,39(2):153-156.
- 王光辉,赵娜,赵苏民,等,2013.天津地区新近系地热回灌井不同完井工艺应用效果对比[J].地质找矿论丛,28(3):481-485.
- 王贵玲,岳高凡,蔺文静,等,2024.华北平原典型深部碳酸盐岩热储增产改造技术[J].地球科学,49(4):1470-1486.
- 王连成,李明朗,程万庆,等,2010.酸化压裂方法在碳酸盐岩热储层中的应用[J].水文地质工程地质,37(5):128-132.
- 王学鹏,刘欢,蒋书杰,等,2020.沉积盆地砂岩热储回灌试验研究——以山东禹城市为例[J].地质论评,66(2):485-492.
- 王永辉,李永平,程兴生,等,2012.高温深层碳酸盐岩储层酸化压裂改造技术[J].石油学报,33(S2):166-173.
- 张新文,胡彩萍,胡松涛,等,2009.东营市中心城区地热田地回灌可行性分析[J].山东国土资源,25(8):17-20.

References:

- AXELESSON G, 2008. Production capacity of geothermal systems[C]//Presented at the Workshop for Decision Makers on Direct Heating Use of Geothermal Resources in Asia. Tianjin: UNU-GTP, TBLRREM and TBGMED.
- CAO Qian, FANG Chaohe, LI Yun, et al., 2021. Development status of geothermal reinjection at home and abroad and its enlightenment[J]. Oil Drilling & Production Technology, 43(2): 203-211(in Chinese with English abstract).
- CHEN Yulin, 2012. Geothermal reinjection test in Xi'an City[M]. Xi'an: Northwest University(in Chinese with English abstract).
- FENG Shoutao, WANG Chengming, YANG Yabin, et al., 2019. Impact assessment of reinjection on sandstone geothermal reservoir: A case study of Northwest Shandong depression[J]. Acta Geologica Sinica, (S01): 158-167(in Chinese with English abstract).
- HAN Guangming, 2017. Study on proper liquid production rate for Guantao formation at some oilfield in east[J]. Drilling & Production Technology, 40(5): 63-65, 72, 5(in Chinese with English abstract).
- HE Tiezhu, SUN Zhentian, 2019. Application of acid fracturing technology for increasing the production of geothermal wells in Tongxiang area, Zhejiang Province[J]. Urban Geology, 14(4): 49-54(in Chinese with English abstract).
- HORNER D R, 1951. Pressure Build-Up in Wells[C]//Proceedings of the Third World Petroleum Congress.

- JI Yonghong, 2017. Application of acid fracturing technology in geothermal well of carbonate rock in southwest of Shandong Province[J]. Site Investigation Science and Technology, (4): 62-64(in Chinese with English abstract).
- KE Bolin, LIN Tianyi, LIU Qing, et al., 2019. Research and application of key technologies for acid fracturing stimulation in hydrothermal geothermal system of carbonate reservoir[M]. Beijing: Geological Publishing House(in Chinese with English abstract).
- KENNEDY B M, PRUESS K L, LIPPMANN M J, et al., 2010. A History of Geothermal Energy Research and Development in the United States (Energy Conversion 1979–2006)[R]. Washington DC: Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE).
- LI Man, WANG Guiling, LIN Wenjing, et al., 2024. Discussion on the potential assessment method of geothermal resources under balanced production and reinjection: Case study for the carbonate reservoir in Xiong'an New Area[J]. Acta Geologica Sinica, 98(6): 1928-1940(in Chinese with English abstract).
- LI Xiaoning, 2017. Study on the recovery and recharge ability of wells in geothermal fluid exchange development[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China)(in Chinese with English abstract).
- LIN Jianwang, LIU Xiaoman, GAO Baozhu, et al., 2006. Analyses and discussion on geothermal reinjection test in Tianjin[J]. Journal of Henan Polytechnic University (Natural Science), 25(3): 200-204(in Chinese with English abstract).
- LIN Li, WANG Liancheng, ZHAO Sumin, et al., 2008. A discussion of the factors affecting geothermal reinjection in the geothermal reservoir of porous type in Tianjin[J]. Hydrogeology and Engineering Geology, 35(6): 125-128(in Chinese with English abstract).
- LIN Wei, YU Yang, QIN Lihong, et al., 2016. Development and utilization characteristics and problem analysis of the geothermal resources in Tianjin[J]. Contributions to Geology and Mineral Resources Research, 31(4): 592-599(in Chinese with English abstract).
- LIU Donglin, LI Yiman, PANG Zhonghe, et al., 2019. Geochemical responses of carbonate reservoir to untreated lake water reinjection[J]. Journal of Engineering Geology, 27(1): 178-183(in Chinese with English abstract).
- LIU Jiurong, 2003. The status of geothermal reinjection[J]. Hydrogeology and Engineering Geology, 30(3): 100-104(in Chinese with English abstract).
- LOPEZ S, HAMM V, LE BRUN M, et al., 2010. 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France[J]. Geothermics, 39(4): 339-356.
- MA Zhongping, DU Bin, BAO Weihe, et al., 2007. Application of acid-fracture technology in geothermal well construction[J]. Exploration Engineering, 34(2): 45-47(in Chinese with English abstract).
- NIU Xiaoxi, 2019. Study on how to eliminate errors of well testing interpretation caused by different definitions of well production[J]. Drilling & Production Technology, 42(4): 54-56, 9(in Chinese with English abstract).
- QIN Junsheng, 2013. Research on damage mechanism of geothermal reservoir in Beijing area[D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing)(in Chinese with English abstract).
- RUAN Chuanxia, 2018. A study of reinjection of geothermal resources in the geothermal reservoir of the Wumishan Group in Tianjin[D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing)(in Chinese with English abstract).
- SHEN Jian, WANG Liancheng, ZHAO Yanting, 2016. Exploration and analysis of technical transformation on the old geothermal reinjection systems in the central city of Tianjin[J]. Geological Survey and Research, 39(2): 153-156(in Chinese with English abstract).
- SHEN Xiaolong, LI Hao, WANG Wei, et al., 2022. Q-p curve equation of geothermal well recharge test in the urban area of Mei County, western Guanzhong[J]. Coal Geology & Exploration, 50(6): 165-174(in Chinese with English abstract).
- WANG Guanghui, ZHAO Na, ZHAO Sumin, et al., 2013. Reinjection effect study of different geothermal well completion in Neogene System[J]. Contributions to Geology and Mineral Resources Research, 28(3): 481-485(in Chinese with English abstract).
- WANG Guiling, YUE Gaofan, LIN Wenjing, et al., 2024. Deep carbonate geothermal reservoir production enhancement technology in North China Plain[J]. Earth Science, 49(4): 1470-1486(in Chinese with English abstract).
- WANG Liancheng, LI Minglang, CHENG Wanqing, et al., 2010. Application of acidifying and fracturing technology to carbonate rock reservoir[J]. Hydrogeology & Engineering Geology, 37(5): 128-132(in Chinese with English abstract).
- WANG Xuepeng, LIU Huan, JIANG Shujie, et al., 2020. Reinjection experimental research on sedimentary basin sandstone reservoir—A case study of Yucheng City, Shandong[J]. Geological Review, 66(02): 485-492(in Chinese with English abstract).
- WANG Yonghui, LI Yongping, CHENG Xingsheng, et al., 2012. A new acid fracturing for carbonate reservoirs with high-temperature and deep layer[J]. Acta Petrolei Sinica, 33(S2): 166-173(in Chinese with English abstract).
- ZHANG Xinwen, HU Caiping, HU Songtao, et al., 2009. Feasibility analysis on geothermal recharge of geothermal field in central district of Dongying City[J]. Shandong Land and Resources, 25(8): 17-20(in Chinese with English abstract).