



碳中和目标驱动下干热岩和增强型地热系统增产技术发展

王贵玲^{1,2}, 陆 川^{1,2}

1. 中国地质科学院 水文地质环境地质研究所, 河北 石家庄 050061;
2. 自然资源部地热与干热岩勘查开发技术创新中心, 河北 石家庄 050061

摘 要: 地热能作为一种清洁低碳、稳定连续的非碳基能源, 可为实现碳中和、碳达峰目标提供重要保障。通过回顾国内外干热岩和增强型地热系统的开发现状, 储层改造建造技术现状和近期发展, 微地震监测技术发展和诱发地震灾害评估方法进展, 示踪技术进步和电磁法的监测潜力, 展望干热岩和增强型地热系统增产技术发展前景和研究开发方向, 为相关的工程技术和研究人员提供参考。

关键词: 干热岩; 增强型地热系统; 压裂; 微震监测; 诱发地震; 碳中和

STIMULATION TECHNOLOGY DEVELOPMENT OF HOT DRY ROCK AND ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEM DRIVEN BY CARBON NEUTRALITY TARGET

WANG Gui-ling^{1,2}, LU Chuan^{1,2}

1. Institute of Hydrogeology and Environmental Geology, Chinese Academy of Geological Sciences, Shijiazhuang 050061, China;

2. Technology Innovation Center for Geothermal and Hot Dry Rock Exploration and Development, Ministry of Natural Resources, Shijiazhuang 050061, China

Abstract: As a kind of clean, low-carbon, stable and continuous non-carbon-based energy, geothermal resource can provide a significant guarantee for the target of carbon neutrality and carbon peak. With a review on the development status of hot dry rock and enhanced geothermal system at home and abroad, as well as the status and development of reservoir construction and enhancement technology, the development of microseismic monitoring technology and progress of induced earthquake disaster evaluation methods, and the progress of tracer technique and monitoring potential of electromagnetic method, this paper prospects the development and direction of stimulation technology of hot dry rock and enhanced geothermal system, which provides reference for related engineering technology and researchers.

Key words: hot dry rock; enhanced geothermal system; fracturing; microseismic monitoring; induced earthquake; carbon neutrality

0 引言

为实现中国政府提出的二氧化碳排放于 2030 年前达到峰值, 在 2060 年前实现碳中和的目标, 亟需建

设清洁、低碳、高效、多元的现代能源体系^[1-2]。地热资源是世界各国重点研究开发的可再生清洁能源, 高温地热资源主要包括水热型和干热岩型。世界上目前开

收稿日期: 2022-04-25; 修回日期: 2022-05-13. 编辑: 张哲.

基金项目: 国家重点研发计划课题项目“深部碳酸盐岩热储层天然构造及人工干预下综合评价技术”(2019YFB150410302).

作者简介: 王贵玲(1964—), 男, 研究员, 从事地热资源勘探开发技术研究工作, 通信地址 河北省石家庄市新华区中华北大街 268 号, E-mail//guilingw@163.com

通信作者: 陆川(1972—), 男, 研究员, 从事地热资源开发利用技术研究工作, 通信地址 河北省石家庄市新华区中华北大街 268 号, E-mail//luchuanen@163.com

采和利用地热资源主要是水热型地热,占已探明地热资源的 10%左右^[3]。

干热岩是一种没有或极少量含有水或蒸汽的热岩体,主要是各种变质岩或结晶岩类岩体,较常见的岩石有黑云母片麻岩、花岗岩、花岗闪长岩等。依现阶段的技术手段,干热岩地热资源是指埋深较浅、温度较高、有开发经济价值的热岩体。干热岩普遍埋藏于距地表 3~10 km 的深处,温度不低于 180 ℃^[4]。中国大陆 3 000~10 000 m 深处干热岩资源总计相当于 856×10^{12} t 标准煤,根据国际干热岩标准,以其 2% 作为可开采资源量计,约为 2015 年全国能源总消耗量的 4 000 倍^[5]。

通常埋深在 3~10 km 的地层或岩体富水性和渗透性较弱,储层改造是此类地热资源开发的核心技术^[6-7]。本文不限于干热岩地热系统,不强调热储温度和富水性指标,集中介绍中深层地热资源开发利用技术发展。

1 干热岩及增强型地热系统发电生产现状

目前开展过较大的增强型地热系统(EGS)工程项目有美国的芬顿山(Fenton Hill)项目、英国的罗斯马诺维斯(Rosemanowes)项目、英法德联合的苏茨(Soultz-sous-Forêts)项目、澳大利亚的库珀盆地(Cooper Basin)项目等。众多的现场试验为干热岩资源开发技术发展提供了丰富数据,积累了宝贵经验。目前将增强型地热系统用于工业发电的主要困难在于 3 个方面:1)人工热储应具有相当的规模来持续产生 50~100 kg/s/对井,且生产井口温度不低于 150 ℃;2)在较大流量条件下控制裂隙系统中孔隙压力;3)钻井的成本。目前尚没有投入工业发电的干热岩电站^[3]。

1974—1995 年实施的美国芬顿山干热岩项目,于 1977—1980 年进行了累计历时 417 天的第一期循环开采试验,结束时采出温度 156 ℃,流量 5.2 kg/s,循环阻力 1.5 MPa/(kg·s),采热功率 3~5 MWh,同期以一台 60 kW 的 OCR 发电设备进行了发电试验。1986—1995 年间,进行了多次井结构改造,进行了第二期循环开采试验,最终稳定采出温度 181~185 ℃,流量 5.9~6.6 kg/s,采热功率 3.7~6.1 MWh。平均注入压力 27.3 MPa,循环阻力 2.0~2.2 MPa/(kg·s),流体损失 10%~12%^[4,8]。

澳大利亚库珀盆地项目自 2003 年启动以后,完成

了 4 眼开采井和 2 眼勘探井的施工,最大深度 4 220 m,最高温度 244 ℃。项目选取 1 号和 4 号开采井,采用“一注一采”模式进行开发试验,于 2009 年实现联通循环,安装 1 MW 先导双工质发电机组后于 2013 年实现试发电。160 天稳定闭环发电运行试验后,稳定采出流量 15 kg/s,注入压力接近 43 MPa,采出压力 33~34 MPa,采出温度 209 ℃,回灌温度 80 ℃,循环阻力 0.67 MPa/(kg·s),估算该井组发电潜力可达 2.5 MW^[9-10]。

法国苏茨项目是目前较为成功的 EGS 工程,储层深度 5 000 m,温度超过 200 ℃。项目于 1987 年开始实施,2009 年基本完成,共有 5 眼深井,其中 4 眼为采注井,井口间距 6 m,井底间距 600~650 m。1997 年采用“一采一注”模式在 2 800~3 600 m 深部储层进行了 4 个月的循环试验。2005 年休井后采用“二采一注”模式在 5 000 m 深部储层进行了 5 个月的循环试验,示踪试验显示井间关联性较低,与深部自然热储形成联通,至此高压贯注控制背压的生产方式已不可行。2008 年运用一台长轴采出泵进行了 2 个月的循环试验,注入压力 6~7 MPa,采出压力 2 MPa,流量 25 kg/s,温度 162 ℃,驱动了一台 1.5 MW 的双工质发电机组。为确保采出量,在另一眼采出井中增加一台潜水泵,形成“一注二采”模式。2008 年 11 月开始发电测试,两眼井流量、温度分别为 12.5 kg/s、152 ℃和 15 kg/s、160 ℃,回灌压力 7~8 MPa,并联后驱动发动机工作。2010—2012 年,苏茨项目一眼采出井关停,另一眼浅井作为注入井加入循环,构成“二注一采”模式。2010 年进行了连续 11 个月的开采试验,采出流量 18 kg/s,温度 164 ℃;2011 年采出流量 24 kg/s,温度 159 ℃,采出压力 1.8 MPa,注入压力 4~5 MPa,循环阻力 0.25 MPa/(kg·s)^[11-12]。

芬顿山和库珀盆地项目中采用高注入压力,配合背压控制系统维持较高井底压力,为后续的干热岩项目提供了丰富的参考资料;相较苏茨项目,注入压力较低,避免过高的注入流体损失。流体损失是决定干热岩项目成败的关键因素之一,日本小口町项目因流体损失超过 80% 而关停。表 1 列出了几个典型干热岩/EGS 的操作条件^[3-4,8,13-14]。

2 水力压裂和酸化压裂技术

水力压裂技术是储层高效改造的重要手段,已经

表 1 典型干热岩工程循环试验对比

Table 1 Comparison of cyclic tests among typical hot dry rock engineering

项目	深度/m	温度/℃			压力/MPa		流量		
		热源	产热	温差	注入	采出	注入/(L/s)	采出/(L/s)	损耗/%
芬顿山	2800	195	158	37	9.7	1.4	6.3	5.9	3.2
	3500	235	183	52	27.3	9.7	6.74	5.65	11.7
	3500	235	190	45	31.5	15.1	7.57	5.9	22.1
罗斯马诺维斯	2600	100	55	45	15	10.5	24	16.7	30.4
希久里	1800	250	150	100	—	—	16.7	—	22
	2200	270	180	90	3	—	16.7	—	23
小口町	1100	228	109	119	19	—	1200	30	97.5
	1100	228	160	68	16	—	750	65	91.3
	1100	228	170	58	9	—	750	150	80

在油气、地热开发中得到广泛应用。水力压裂根据压裂机理可以分为拉张型压裂和剪切型压裂,根据压裂液的类型可以分为清水压裂和传统的支撑剂型压裂。当压裂井底压力大于地层破裂压力时产生拉张裂缝。为了使形成的拉张裂缝在长期生产过程中能继续保持高导流能力,一般要采用含支撑剂(如砂子、陶粒)的携砂液压裂。剪切压裂施工中一般施工压力低于地层破裂压力,剪切压裂会使得天然裂缝发生剪切破坏,因产生剪切错位裂缝无法完全闭合而形成“自支撑”的天然裂缝网络,增强了原储层的导流能力。地热系统压裂改造以低于地层最小主应力的流体压力注入,抑制单一拉伸裂缝的发展,而通过粗糙裂缝面的剪切扩容永久增大裂缝导流能力,从而产生较大的热交换面积和较高的储层渗透率^[7,15]。

2.1 水力压裂技术发展

从世界上已建的地热示范工程来看,地热的水力压裂技术也是在不断发展变化,主要包括两种压裂方式:类似油气产业的传统支撑剂型水力压裂和以清水剪切为主结合化学刺激的水力压裂。

传统的支撑剂型压裂是油气增产的重要技术之一。其原理是:通过地面泵车将高黏度的压裂液以高排量的方式泵入井中,井底的应力场发生改变,当注入井底的压力超过地层的闭合压力时,地层被压开并形成水力裂缝。随后泵入携带支撑剂的高黏度携砂液,促使裂缝逐渐向前延伸。至压裂结束压裂液返排,在

地层中形成足够长度、一定宽度及高度的填砂裂缝。传统水力压裂实施包括 4 个阶段:第一阶段,前置液阶段,以高排量向地层注入压裂液以使地层破裂并延伸;第二阶段,携砂液阶段,向井底注入携带支撑剂的压裂液,使支撑剂支撑水力裂缝并继续延伸;第三阶段,顶替阶段,向井筒注入不含支撑剂的液体,使携砂液全部进入裂缝;第四阶段,排液阶段,压裂液破胶后流回井筒并排出到地面,仅保留支撑剂在地层中支撑裂缝。支撑剂型压裂方式最初在芬顿山和罗斯马诺维斯的增强型地热系统工程中得到过应用,随后虽然仍有部分国家和工程进行该压裂方式的研究,但大部分 EGS 工程转向了清水剪切压裂方式^[11,15-18]。

清水剪切水力压裂最初在苏茨工程中取得了巨大成功,最近的沙漠峰(Desert Peak)工程继续完善了这一压裂方式。第一阶段,以非常低(远低于储层破裂压力)的注入压力注入清水,小幅度阶梯式提高注入压力来逐步地使剪切刺激体积从井筒向远井地区扩展而不产生新裂缝,每次提高注入压力的时间大约要持续一周左右,直到储层的注入率(注入率=注入流速/注入压力=储层流动阻抗的倒数)得到增长,当发生提高注入压力长时间后储层的注入率却一直不增长的情况后进入第二阶段;第二阶段,采用化学刺激的方式,根据储层岩石矿物的溶解性配置相应的化学刺激剂,以一定压力将其注入已压开的储层中进行长时间的化学溶蚀反应,以提高储层注入率;第三阶段,反复交替进行第

一和第二阶段的压裂方式直到储层的注入率不再增加为止;第四阶段,以高于破裂压力的注入压力进行清水拉张压裂进一步使储层向远井扩展,目的是形成新的裂缝并沟通远井的天然裂隙网络,然后反复进行清水剪切压裂、化学刺激和清水拉张压裂,直到储层注入率超过 $10 \text{ kg}/(\text{s} \cdot \text{MPa})$ 或者达到工程设计目标为止^[11, 18-20]。

2.2 酸化压裂技术发展

碳酸盐岩热储层基本特征与其他热储层存在很大差异,开发特点也不尽相同。具体表现在:储层内缝洞发育,非均质性强;现阶段的描述技术仍不足以对碳酸盐岩储层缝洞体分布、大小进行精细刻画,这导致钻井钻达缝洞体的钻遇率低。通常情况下,碳酸盐岩热储层需要进行增产改造,才能形成具有工业开采价值。酸压技术作为一种有效的增产、甚至是投产手段被广泛应用于油气与地热开采中^[6, 21]。

1)普通酸压:是使用常规酸液(碳酸盐岩储层通常使用盐酸)在高于地层破裂压力条件下直接压开地层的一种储层酸压工艺。普通酸压采用的酸液既用于造缝,也用于溶蚀储层岩石形成酸蚀裂缝。该方法工艺简单,施工方便,适用于缝洞不发育的碳酸盐岩储层,但酸液有效作用距离也很有限,能实现小规模储层改造和近井地带的污染解除。

2)前置液酸压:利用高黏度的非反应前置液造缝,再注入能与储层岩石反应的酸液对裂缝壁面进行非均匀刻蚀,产生槽沟,形成较高导流能力的酸蚀裂缝,沟通地层深部的缝、洞发育带,实现增产、解堵的储层改造目的。前置液酸压中的前置液具有造缝、降温、降滤三重作用。降低裂缝壁面的温度,相应降低了后续酸液与岩石的反应环境温度,降低了酸岩反应速率,能增大酸液穿透距离。在表观黏度上前置压裂液比主体酸液高几十倍到几百倍不等。由于两种流体的黏度差异,主体酸液进入充满高黏前置液的裂缝时,低粘度的主体酸液在高黏度的前置压裂液中形成黏性指进现象,从而减小了酸液与裂缝壁面的接触面积,增强了酸液的非均匀刻蚀裂缝的程度,提高了酸蚀裂缝导流能力^[21]。

3)多级交替注入酸压:该工艺通过前置压裂液与主体酸液交替注入,进一步降低了酸压过程中的酸液滤失,同时强化了酸液对储层岩石的非均匀刻蚀程度。前置压裂液与主体酸液多次交替,因而前置压裂液在

酸蚀裂缝中不断形成滤饼,降低酸液滤失;相应地,主体酸液也在前置压裂液中形成多次酸液黏性指进,降低酸岩反应接触面积,强化酸液的非均匀刻蚀程度。该工艺于 20 世纪 90 年代成为碳酸盐岩储层改造的主流技术^[21-22]。

4)闭合酸压:为改善酸压后形成的酸蚀裂缝在闭合压力条件下很容易闭合,裂缝丧失导流能力的问题;强化均质性较好储层中酸液刻蚀的非均匀性,将酸液在低于破裂压力,但又高于裂缝的闭合压力条件下以小排量的形式注入地层,强化酸液对地层的非均匀刻蚀程度,提高酸蚀裂缝导流能力,改善酸压改造效果^[22]。

5)平衡酸压:该工艺基本特征是在酸压形成裂缝之后,人为控制酸液的注入速度(排量),使得酸液注入量与滤失量达到平衡;缝内流体压力低于裂缝延伸压力,裂缝始终保持张开,但又不明显延伸,从而延长酸液与已经压开的裂缝的接触时间,强化酸液对既成裂缝的非均匀刻蚀程度,提高裂缝导流能力。由于难以通过排量控制,满足酸液的注入量与滤失量相同这一苛刻条件,平衡酸压的现场应用受到了限制^[23]。

3 高能气体压裂技术

高能气体压裂技术是集射孔和压裂于一体的射孔技术,是利用火药或火箭推进剂在井筒中快速燃烧产生的大量的的高温高压气体,以远超过准静态常规水力和压力升高速率快速加压,可以产生多个径向井眼裂缝,在产层上压出辐射状多裂缝体系,并可能提供一种机制来诱导地层内的剪切不稳定,使裂缝能够自我支撑,改善近井地带的渗透性能,从而增加生产井产量和注水井注入量的一项增产措施。爆破物在引爆的同时引燃推进剂,由于射孔弹的爆轰和推进剂的燃烧存在时间差,所以射孔弹先在钻孔和地层之间形成一个通道,推进剂燃烧释放的高压气体随即对射孔孔道进行冲刷压裂,产生径向和轴向的裂缝并向多方扩展延伸,在地层孔道形成多向网状裂隙,可提高射孔的有效穿透率。高能气体压裂与射孔联作,推进剂延时燃烧后的高能气体通过射孔孔眼泄压,加深射孔深度,并在射孔尖端形成多裂缝,改善孔眼周围的压实带,达到更好疏通储层的效果^[24-26]。

水力压裂所产生的裂缝遵循最小主应力规律,裂

缝走向以垂直方向为主,当处理层靠近漏失层或水层时,水力压裂形成的垂直裂缝很容易沟通这些层位,造成层间窜流或含水量增加。高能气体压裂所产生的裂缝不遵循最小主应力规律,裂缝走向以水平方向为主。当处理层靠近漏失层或水层时,高能气体压裂就提供了一个很好的解决办法^[26-27]。同时高能气体压裂工艺无污染,火药燃烧后产物主要是CO、CO₂及H₂O,对储层无污染。水力压裂后裂缝中必须加入支撑剂以使裂缝具有一定的导流能力,而高能气体压裂后由于残余应力的作用使裂缝保持一定开度,因而可不加入支撑剂^[25]。

高能气体压裂措施不需大型设备、大量的容器及配制大量的液体,现场组装及施工工序简单,无需往返搬迁设备;压裂药在常温下性能稳定,大部分器材在井下,因而安全可靠。这些特点使高能气体压裂更能适用于戈壁、沙漠及海上平台的作业^[25]。高能气体压裂技术的理论研究工作尚有待发展,对于压裂过程的具体机理,尤其是其中压井液的作用,还有争议。数值模拟和实验室/场地规模实验研究正在进行^[28-29]。精确控制高能推进剂、爆炸物从爆燃到爆炸的时间点和持续长度,控制高压产生的时间和位置是控制优化压裂过程的关键技术,目前仍在研发中。对于EGS工程,研究人员使用按照化学当量混合的N₂O-C₂H₄(反应速度相对较低,易于观测和控制)作为高能爆炸物并使用电阻丝点燃,在实验室中观测了从燃烧到爆炸的发展过程。相应的场地实验于美国新墨西哥州Socorro进行,压裂段长10英尺(约3 m),井径3英寸(7.62 cm),处理层由完整的流纹岩组成(抗压强度30 000 psi)。在两次测试后测量的井筒体积均有增加(约28%、39%),直接归因于紧贴井筒部分所产生的大量裂缝。未检测到表面泄漏,视频测井中可以观察到许多径向裂隙。对于渗透性能的贡献还在系统研究中^[24]。

4 超临界流体压裂技术

页岩气/油产业的发展极大促进了压裂工艺工程技术进步,鉴于水力压裂的一些技术问题,如破胶返排、黏土膨胀、储层伤害等,非水压裂工艺日益受到重视。CO₂是油气行业常用的工业流体,综合其物化性质和技术经济原因,目前超临界流体压裂的工质主要使用超临界CO₂,或以其为主添加适当改性材料(硅氧

烷、氟化烃类聚合物等)作为工质^[31-32],其他化学物质鲜见报道。CO₂可以通过多种物理机制显著增加页岩气产量,同时降低环境影响。包括:1)等焓膨胀诱发额外的裂缝扩展;2)碳氢化合物与CO₂的混溶性可最大限度地减少小孔隙中的流动阻塞;3)CO₂与页岩地层富含有机物区域中的吸附态甲烷进行潜在交换(即解吸);4)超临界CO₂射流的射孔能力更强,射流增压效果更好;5)超临界CO₂的独特性质可以使超临界CO₂喷射和连续油管压裂的技术优势都得到有效发挥。另外,基于CO₂的压裂改造提供了CO₂封存的可能,不仅在压裂阶段(主要是由于CO₂优先置换吸附态甲烷^[30-31])还可在结束生产之后通过注入衰竭储层来实现封存^[30, 32-35]。

区别于高能气体压裂瞬间高压作用,超临界CO₂射流的射孔机理与水射流类似,包括射流冲击作用、楔劈作用等。但超临界CO₂的楔劈作用尤为突出。与水相比超临界CO₂黏度低,扩散系数大,表面张力接近于零,因而非常容易渗入页岩微裂缝和微孔隙中,可有效降低岩石强度。超临界CO₂射流能够破碎坚硬的页岩、大理岩以及花岗岩,其破岩门限压力比水射流要小得多。Kolle等^[36]采用坚硬的页岩和大理岩样品进行实验,结果表明,在55~193 MPa的喷射压力下,超临界CO₂射流破岩的门限压力在大理岩样中为水射流压力的2/3,在页岩中为1/2或更小。

超临界流体运用于EGS的研究和工程试验略晚于页岩,有些高温地热资源中储层温度在2~4 km深处接近或超过水的临界温度(纯净水374℃,海水400℃,22.129 MPa),致使常规的水力压裂的行为表现出现了很大变化,形成“云状裂隙网络”(cloud-fracture network, CFN),即对比于水力压裂,超临界CO₂压裂会同时产生多条开度较小,较曲折的裂隙(图1)^[30]。普遍认为这种现象是接近或处于超临界状态的低黏度水渗透进入岩层已有微裂隙,即使在较低压力作用下也能形成较大规模的复杂缝网,有利于EGS开发^[37-39]。但在较高温度下,水岩反应比较强烈,应力溶解、化学溶解/沉积容易造成裂缝堵塞而导致渗透和换热效能下降。CO₂达到超临界状态的温度压力要求较低(32.16℃,7.38 MPa),使其可能替代水用作压裂工质。它同时具有以下优点:1)与成岩矿物的化学作用较弱,不易产生矿物溶解和沉积反应;2)如上节

所述起裂压力低,从而很大程度减少压裂工质用量;
3) CO_2 可能用作热能提取工质,简化储层改造工序;
4) CO_2 达到超临界状态的温度压力要求低,在常规地热资源(中高温)中也能达到临界状态,发挥超临界流体压裂优势^[39]。

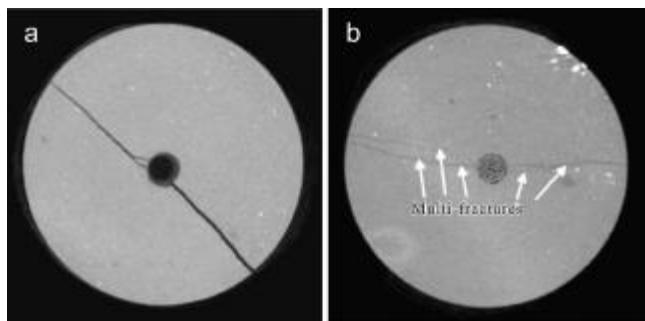


图1 水力压裂和超临界压裂样品的 CT 扫描
(据文献[30])

Fig. 1 CT scanning of hydraulic and supercritical
fracturing samples
(From Reference [30])

a—水力压裂(hydraulic fracturing); b—超临界压裂
(supercritical fracturing)

通过在 200~450 °C 于常规和真正的三轴应力状态下进行的一系列带有 AE 监测的压裂实验,证明在超高温和常规地热环境中,也可以通过注入二氧化碳在花岗岩中实现 CFN^[39]。Griffith 失效准则被证明适用于这些条件下的 CO_2 压裂^[37,40]。结果表明,应力梯度是产生 CFN 的一个重要因素,因为它会在多个位置引起剪切变形和裂缝扩张,并形成复杂裂缝的相互连接网络。压裂过程早期阶段,矿物类型也会影响压裂过程^[39]。 CO_2 压裂的潜在优势包括较低的破裂压力(与传统的水力压裂相比)、多位置剪切变形和裂缝扩张,以及在预先存在天然裂缝的情况下较低的诱发地震活动的可能性。 CO_2 压裂产生的 CFN 裂缝开度较传统水力压裂裂隙更薄,可能会使相应裂隙网络渗流较弱,这一问题可以通过化学刺激来解决。未来的研究应注重在全球范围内广泛使用基于 CO_2 的 EGS 相关基础研究和工程课题。

5 干热岩和增强型地热系统监测技术

5.1 微地震监测技术发展和诱发地震灾害评估方法

微震是指在受外力作用以及温度等的影响下,岩体等材料中的一个或多个局域源以顺态弹性波的形式

迅速释放其能量的过程。微震起源于材料中的裂纹(断层)、岩层中界面的破坏、基体或夹杂物的断裂。采用微震监测仪器来采集、记录和分析微震信号,并据此来推断和分析震源特征的技术称为微震监测技术。微震监测技术是在地震监测技术的基础上发展起来的,它在原理上与地震监测、声发射监测技术相同,是基于岩体受力破坏过程中破裂的声、能原理,从频率范围可以看出地震、微震与声发射之间的关系。运用微震手段表征裂隙系统经过多年发展,已成为裂隙系统定位的标准方法之一^[41-42]。

目前技术的瓶颈在于微震与井下成像技术对裂隙系统的表征仍然比较粗糙,且仅仅知道裂隙位置并不能确定它们的联通情况。苏茨项目 GPK-4 井钻入了裂隙系统中,但未能与其他井形成良好的水力联系即是一例^[43]。声发射技术是监测水力裂缝产生、扩展方位的有效手段,但针对岩石破裂声发射的研究多停留在对信号的特性分析及定位层面,并不能得到完整的岩石破裂类型及其反馈的裂缝参数等信息^[42]。矩张量反演在地震学研究中已充分证明其研究震源信息的优势^[44-45],将矩张量定义为 T (矩张量的偏量成分)和 k (震源体积变化),并根据两个参数的分布范围提出表示震源破裂类型的 $T-k$ 图^[44,46],可应用于实际水力压裂震源破裂类型的分析中^[47-48]。基于声发射定位及矩张量反演法,结合霍夫(Hough)变换法还可以获取生成裂隙面的主要特征^[49]。基于不同声发射事件的震源机制“沙滩球”建立了包含破裂参数的裂缝模型^[50]。通过声发射定位配合矩张量反演,揭示声发射事件中包含的能量信息,考察水力裂缝时空演化与能量释放之间的关系,是研究安全造储的重要一环。

如果微震事件仅仅源于岩体中的裂纹(断层)、岩层中界面的破坏、基体或夹杂物的断裂则仅为微震或声发射事件。但如若注入流量或总量较大,造成较大规模的岩体破裂、滑动或激活已有结构面,这将会导致诱发地震现象。工程实践表明,不仅仅是 EGS 压裂过程,可以引起较大范围的地应力变化的活动均有可能引起诱发地震,如大型水库蓄水、废水埋藏处理、油气/煤矿开采、气/油开发(包括常规和非常规)、二氧化碳地质封存等^[51]。“人类诱发地震数据库”(The Human-induced Earthquake Database)网站(www.inducedearthquakes.org)整理了 1 256 个强度较大的全球人类活动诱发地震事

件,其中33%来自压裂工程,25%来自采矿作业,15%来自水库蓄水,11%来自常规油气生产,6%来自地热开发,4%来自废水埋藏等。

随 EGS 研究和开发工作的开展,与之相关的 EGS 活动引发地震活动也屡有发生。苏茨场地为了提高储层之间连通性,通过水力压裂技术进行储层改造,2000 年水力压裂期间记录了超过 10 000 次微地震事件,震级在 0.9~2.6 之间。2003 年 GPK3 井在 11 天内注入了 40 000 m³ 的水用于压裂,诱发 30 个超过 2 级的地震,其中最大震级达到 2.9 级^[52-53]。美国 Newberry Volcano 的 EGS 场地于 2012 年对 NWG55-29 井进行水力压裂,第一次刺激定位了约 175 个微震事件,震级在 0~2.5 级^[54]。2009 年,德国 Landau EGS 场地在压裂后循环采热初期诱发 2.9 级地震,导致部分项目停滞。韩国在浦项(Pohang)开展的 EGS 项目于 2017 年 11 月 15 日诱发了 5.5 级地震,直接导致项目暂停。该地震被认为是大量压裂液注入激活了已有断层所致,业界相关学术期刊出版专刊(Geothermics: Special Issue on Pohang EGS and Earthquake, <https://www.sciencedirect.com/journal/geothermics/special-issue/10VZ8JX2JWW>),多位学者参与研讨。诱发地震已成为制约干热岩地热开发的重要因素之一^[55]。

对若干 EGS 工程项目相关的诱发地震现象的综合研究表明,相比于其他因素,累积注入量与诱发地震震级有明显的正相关关系^[56]。相关研究中引入构造地震研究中基于震级统计特征的 b 值法表征诱发构造地震的趋势和可能性^[57-60],随流体注入量增加和注入流体在岩体中流动分布, b 值不断变化,若 b 值持续或突然减小,则诱发结构性地震的可能性增加。研究人员也从地质力学的原理出发,考虑压裂目标储层的地应力和流体应力的状态,结合注入过程数值模拟,采用适当的破坏准则,理论上可以在一定程度上预测压裂现场已有结构面的滑动趋势和可能性。图 2^[61]中利用 Terzaghi 有效应力和 Mohr-Coulomb 破坏准则进行了德国 GroßSchönebeck 地热田 EGS 工程的地震风险预测,使用其他有效应力计算方法和破坏准则对结果有一定影响,相关研究工作正深入展开。岳高凡等^[62]运用该方法评价雄安新区主要断层特征、地应力分布、孔隙压力,量化分析了雄安新区天然断层在规模化开发利用情况下被激活的可能性。

5.2 示踪剂监测技术发展

除了用地球物理方法研究压裂效果外,与回灌过程结合的示踪剂方法是研究压裂产生的裂隙密度、联通性,也是评价注入流体回收率和热能产出能力的重

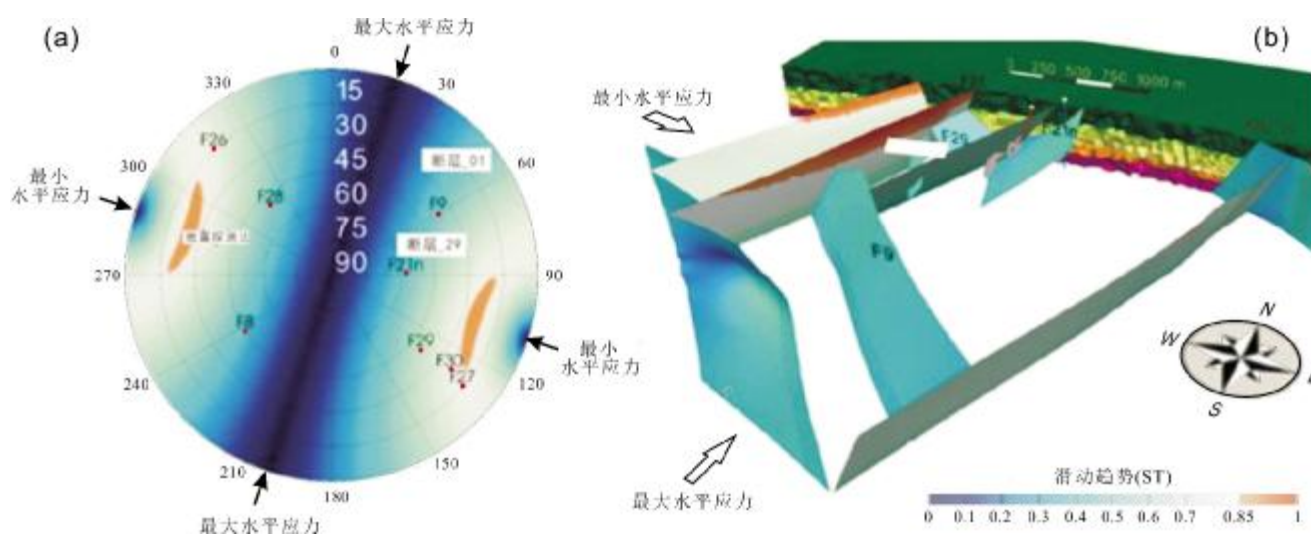


图2 利用 Terzaghi 有效应力计算的滑动趋势
(据文献[61])

Fig. 2 Sliding trend calculated by Terzaghi effective stress
(From Reference [61])

a—滑动趋势立体图(stereogram of sliding trend); b—各主要裂隙滑动趋势强度分布(sliding trend and strength distribution of major fractures)

要手段. 示踪技术在地热对井回灌中的应用优势: 选择某种化学元素或同位素作为示踪剂加入回灌水中, 随回灌水回注入回灌井中进入地热储层, 可以更好地监测区内所有对井回灌开采运行状况、动态特征, 获得进行理论研究的原始野外数据, 用示踪试验数据绘制出示踪剂响应曲线, 确定示踪剂峰值到达时间, 分析回灌水流移方向、速率等规律, 研究热储层在回灌前后压力场、温度场、水化学场的变化, 进而可开发回灌数学模型, 完善回灌开采的科学理论^[9, 63].

理想的地热示踪剂应具有使用成本低廉、安全环保、不吸附、化学性质稳定、极低检出浓度的特点. 荧光物质、色素、染料类物质检出极限低, 且在自然深层热储中天然丰度几乎为零, 一直是研究的重点. 传统示踪剂包括钼酸盐类、卤素盐类、同位素、卤代烃类等. 许多种荧光物质, 如荧光素钠、罗丹明、萘磺酸钠等因其自然丰度基本为零, 热稳定性较好, 检测设备简便, 且检出极限达到 ng/mL 的数量级, 被广泛应用于地热系统示踪实验中^[64-66]. 对于含蒸汽的高温地热系统烃类、卤代烃类、醇类也经常用作示踪剂, 用于考察气液两相质量配分比例、相对迁移速度和闪蒸温度. 近年来随环境法规日趋严格, 可以在现场运用的示踪剂的选择日益减少, 放射性同位素作为示踪剂基本已不可行. 新开发的地热系统示踪剂有包覆荧光材料的碳纳米颗粒、天然的化学组分(番红等)、阳离子和表面活性剂, 对刺激诱导开裂裂隙面发育情况进行示踪的新技术正在开发中^[67-69]. 热稳定性欠佳的示踪剂(热裂解物质, 如乙酸苯酯等脂类、酰胺类、纤维素类)在高温条件下的裂解速度可以反映流径的温度分布和停留时间等热储信息^[70], 相关研究正在开展.

5.3 电磁法监测技术发展

Bedrosian 等^[70]在德国北部盆地的天然气勘探井周围, 于 4 km 深度的水力刺激期间进行了第一次 MT 监测流体分布的研究. 由于数据质量问题, 信噪比过低, 二维 MT 模型没能恢复地下电阻率的变化. Peacock 等分别于 2012 年^[71]和 2013 年^[72]使用 MT 监测了南澳大利亚 Paralana 地热田 3.6 km 深度的储层中注入 3 100 m³ 盐水的过程. 注射前和注射后数据的 MT 响应显示, 在视电阻率的 x_y 和 y_x 分量中分别平均下降了 10% 和 5%. 此外, 在 Paralana 地热田 EGS 工程进行的微地震调查显示, 使用残余相张量分析, 证

明注入的流体沿着预先存在的断层传播面向 NNE 方向的系统. 这些研究表明 MT 和微地震在表征流体注入 EGS 储层中的互补性. 2015 年 Didana 等^[73]在澳大利亚南部 Habanero EGS 项目于 Habanero-1(注入井)和 Habanero-4(生产井)循环实验过程中尝试使用 MT 方法表征热储中流体流动分布. 实验发现表观电阻率的变化比较微弱, 勉强能指示流动扩展方向. MT 的剩余相位张量的变化较明显, 向北方向有 10% 左右的增量, 与微震事件指示的裂隙扩展方向一致. Habanero 项目的时序连续监测 MT 研究指出: 1) EGS 储层表观电阻率变化的显著程度受限于地质环境条件; 2) 应综合利用电磁法的数据信息, 包括电阻率、相位等. 尽管如此, 因为 MT 方法对流体引起的电导率对比敏感, 它作为微地震方法的补充监测手段在非常规资源勘探流体勘察监测中有相当大的潜力.

6 结论

自 20 世纪 70 年代发展至今, 干热岩地热资源开发利用取得了很大进展, 全球范围涌现出多处试验/示范工程, 其中法国的 Soultz 项目和德国的 Landau 项目的试发电量曾经分别达到了 1.5 MW 和 3 MW, 是其中发展较成功的案例, 但距离商业发电并回收开发成本仍有相当差距. 干热岩地热资源开发利用技术的研发过程中遇到诸多难题和困难, 如高温压钻进、封隔、监控技术设备, 大规模复杂缝网压裂技术, 裂隙系统发展监测技术, 大流量高温流体循环技术设备等, 其中很多仍处于研究阶段. 干热岩型地热资源的商业化开发仍然任重道远. 数值模拟和实验室物理模拟研究可以在一定程度上揭示系统过程, 但其与场地规模的工程实践还有差距. 而相关的工程尺度的研究工作往往涉及 3~4 km 甚至更深的深钻施工, 钻遇 150 ℃ 以上的岩体, 适用于如此深度和温度条件下的钻进和监测技术设备昂贵且可靠性不足, 研发难度相当高. 美国能源部于 2017 年起启动了 EGS Collab 项目(<https://www.energy.gov/eere/geothermal/egs-collab>), 旨在建立一个长期的 EGS 相关的研发平台, 探讨实验室和场地规模 EGS 技术的异同和系统工程放大方法. 目前项目组在南达科他州的 Homestake 金矿中选定了一条 1 000 m 深的巷道为实验基地, 在其中钻进了若干几十米钻进的钻孔, 在接近场地规模的尺度上开展水力压裂、微震

监测、电磁监测、循环实验和示踪实验等研究工作,此举大大降低了研发成本,且钻孔绝对长度短,监测结果相对精确,对场地尺度系统过程研究有很大帮助,值得借鉴,以推进我国在相关领域的研究工作。

参考文献(References):

- [1] 国家能源局. 关于促进地热能开发利用的若干意见(征求意见稿)[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2021-04/14/c_139880250.htm, 2021-04-14.
Nation Energy Administration. Opinions on promoting the development and utilization of geothermal energy[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2021-04/14/c_139880250.htm, 2021-04-14. (in Chinese)
- [2] 王贵玲, 陆川. 碳中和目标驱动下地热资源开采利用技术进展[J]. 地质与资源, 2022, 31(3): 412-425, 341.
Wang G L, Lu C. Progress of geothermal resources exploitation and utilization technology driven by carbon neutralization target[J]. Geology and Resources, 2022, 31(3): 412-425, 341.
- [3] Tester J W, Anderson B J. The future of geothermal energy: Impact of enhanced geothermal systems (EGS) on the United States in the 21st Century[R]. Boston, USA: Massachusetts Institute of Technology, 2006.
- [4] Brown D. The US hot dry rock program: 20 years of experience in reservoir testing[C]//Proceedings of the World Geothermal Congress. Florence, Italy, 1995.
- [5] 王贵玲, 张薇, 梁继运, 等. 中国地热资源潜力评价[J]. 地球学报, 2017, 38(4): 449-459.
Wang G L, Zhang W, Liang J Y, et al. Evaluation of geothermal resources potential in China[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2017, 38(4): 449-459.
- [6] 汪集旻, 胡圣标, 庞忠和, 等. 中国大陆干热岩地热资源潜力评估[J]. 科技导报, 2012, 30(32): 25-31.
Wang J Y, Hu S B, Pang Z H, et al. Estimate of geothermal resources potential for hot dry rock in the continental area of China[J]. Science & Technology Review, 2012, 30(32): 25-31.
- [7] Olasolo P, Juárez M C, Morales M P, et al. Enhanced geothermal systems (EGS): A review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 56: 133-144.
- [8] Brown D. 1995 verification flow testing of the HDR reservoir at Fenton Hill, New Mexico[R]. Los Alamos, NM, United States: Los Alamos National Laboratory, 1995.
- [9] Xu T F, Liang X, Xia Y, et al. Performance evaluation of the Habanero enhanced geothermal system, Australia: Optimization based on tracer and induced micro-seismicity data[J]. Renewable Energy, 2022, 181: 1197-1208.
- [10] 陆川, 王贵玲. 干热岩研究现状与展望[J]. 科技导报, 2015, 33(19): 13-21.
Lu C, Wang G L. Current status and prospect of hot dry rock research[J]. Science & Technology Review, 2015, 33(19): 13-21.
- [11] Schill E, Cuenot N, Genter A, et al. Review of the hydraulic development in the multi-reservoir/multi-well EGS project of Soultz-sous-Forêts [C]//Proceedings World Geothermal Congress 2015. Melbourne, Australia, 2015.
- [12] Jung R, Rummel F, Jupe A, et al. Large scale hydraulic injections in the granitic basement in the European HDR programme at Soultz, France[C]//Proc 3rd Int HDR Forum, Santa Fe, 1996.
- [13] Hori Y, Kitano K, Kaieda H, et al. Present status of the Ogachi HDR Project, Japan, and future plans[J]. Geothermics, 1999, 28(4/5): 637-645.
- [14] Schroeder R, Swenson D, Shinohara N, et al. Strategies for the Hijiori long term flow test[C]//Proc 23rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, 1998.
- [15] Economides M J, Nolte K G. Reservoir stimulation[M]. 2nd ed. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1989.
- [16] 王鸿勋, 张士诚. 水力压裂设计数值计算方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 363.
Wang H X, Zhang S C. Numerical calculation methods of hydraulic fracturing design[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 363.
- [17] Valkó P, Economides M J. Hydraulic fracture mechanics[M]. Chichester: Wiley, 1995.
- [18] 王仲茂, 胡江明. 水力压裂形成裂缝形态的研究[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21(6): 66-69.
Wang Z M, Hu J M. A study on the fracture types induced by hydro-fracturing[J]. Petroleum Exploration and Development, 1994, 21(6): 66-69.
- [19] Batchelor A S. Reservoir behaviour in a stimulated hot dry rock system[R]. England: Cambridge School of Mines, 1986.
- [20] Jung H B, Carroll K C, Kabilan S, et al. Stimuli-responsive/rheoreversible hydraulic fracturing fluids as a greener alternative to support geothermal and fossil energy production[J]. Green Chemistry, 2015, 17(5): 2799-2812.
- [21] 朱丽君, 刘国良. 酸化压裂工艺技术综述[J]. 安徽化工, 2015, 41(2): 9-12.
Zhu L J, Liu G L. Summary of acidizing fracturing technology[J]. Anhui Chemical Industry, 2015, 41(2): 9-12.
- [22] 王静波, 赵立强, 方泽本, 等. 多级交替注入酸压优化新方法研究[J]. 天然气勘探与开发, 2011, 34(3): 41-44.
Wang J B, Zhao L Q, Fang Z B, et al. A new method to optimize multistage alternating injection of acid fracturing[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2011, 34(3): 41-44. (in Chinese) (in Chinese)
- [23] Tinker S J. 碳酸盐岩地层酸压新技术: 平衡酸压[J]. 曲良泉, 译. 油气田开发工程译丛, 1991(5): 21-28.
Tinker S J. Equilibrium acid fracturing: A new fracture acidizing

- technique for carbonate formations[J]. SPE Production Engineering, 1991, 6(1): 25–32.
- [24] Grubelich M C, King D, Knudsen S, et al. An overview of a high energy stimulation technique for geothermal applications[C]//Proceedings World Geothermal Congress. Melbourne, Australia, 2015.
- [25] 王安仕, 秦发动. 高能气体压裂技术[M]. 西安: 西北大学出版社, 1998: 190.
- Wang A S, Qin F D. High energy gas fracturing technology[M]. Xi'an: Northwest University Press, 1998. (in Chinese)
- [26] 陈华彬, 马自强, 艾生军, 等. 射孔高能气体压裂技术研究及应用[J]. 钻采工艺, 2020, 43(3): 67–69.
- Chen H B, Ma Z Q, Ai S J, et al. Research & application of perforating high energy gas fracturing technology[J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(3): 67–69.
- [27] Chen Y Q, Nagaya Y, Ishida T. Observations of fractures induced by hydraulic fracturing in anisotropic granite[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2015, 48(4): 1455–1461.
- [28] 赵旭. 高能气体压裂过程中中压井液运动计算模型研究[J]. 爆破器材, 2020, 49(2): 29–33.
- Zhao X. Modeling of controlling fluid movement during high-energy gas fracturing[J]. Explosive Materials, 2020, 49(2): 29–33.
- [29] 吴飞鹏. 高能气体压裂过程动力学模型与工艺技术优化决策研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2009.
- Wu F P. The kinetic model and the technology optimization of HEGF process[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2009.
- [30] Hou L, Zhang S, Elsworth D, et al. Review of fundamental studies of CO₂ fracturing: Fracture propagation, propping and permeating[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 205: 108823.
- [31] Middleton R S, Carey J W, Currier R P, et al. Shale gas and non-aqueous fracturing fluids: Opportunities and challenges for supercritical CO₂[J]. Applied Energy, 2015, 147: 500–509.
- [32] Sampath K H S M, Perera M S A, Ranjith P G, et al. CH₄-CO₂ gas exchange and supercritical CO₂ based hydraulic fracturing as CBM production-accelerating techniques: A review [J]. Journal of CO₂ Utilization, 2017, 22: 212–230.
- [33] 程宇雄, 李根生, 王海柱, 等. 超临界 CO₂ 连续油管喷射压裂可行性分析[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(6): 73–77.
- Cheng Y X, Li G S, Wang H Z, et al. Feasibility analysis on coiled-tubing jet fracturing with supercritical CO₂[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(6): 73–77.
- [34] 李根生, 王海柱, 沈忠厚, 等. 超临界 CO₂ 射流在石油工程中应用研究与前景展望[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5): 76–80, 87.
- Li G S, Wang H Z, Shen Z H, et al. Application investigations and prospects of supercritical carbon dioxide jet in petroleum engineering [J]. Journal of China University of Petroleum, 2013, 37(5): 76–80, 87.
- [35] 张毅. 超临界 CO₂ 压裂在页岩气开发中的优势与挑战[J]. 现代化工, 2021, 41(1): 1–6.
- Zhang Y. Advantages and challenges of supercritical CO₂ fracturing in shale gas exploitation[J]. Modern Chemical Industry, 2021, 41(1): 1–6.
- [36] Kolle J J. Coiled-tubing drilling with supercritical carbon dioxide[C]//SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology. Calgary, Alberta, Canada; SPE, 2000.
- [37] Ishida T, Aoyagi K, Niwa T, et al. Acoustic emission monitoring of hydraulic fracturing laboratory experiment with supercritical and liquid CO₂[J]. Geophysical Research Letters, 2012, 39(16): L16309.
- [38] Watanabe N, Sakaguchi K, Goto R, et al. Cloud-fracture networks as a means of accessing superhot geothermal energy[J]. Scientific Reports, 2019, 9(1): 939.
- [39] Pramudyo E, Goto R, Watanabe N, et al. CO₂ injection-induced complex cloud-fracture networks in granite at conventional and superhot geothermal conditions[J]. Geothermics, 2021, 97: 102265.
- [40] 王磊, 梁卫国. 超临界 CO₂/清水压裂煤体起裂和裂缝扩展试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2019, 38(S1): 2680–2689.
- Wang L, Liang W G. Experimental study on fracture initiation and growth in coal using hydraulic fracturing with supercritical CO₂ and normal water[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2019, 38(S1): 2680–2689.
- [41] Ma X F, Li N, Yin C B, et al. Hydraulic fracture propagation geometry and acoustic emission interpretation: A case study of Silurian Longmaxi Formation shale in Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(6): 1030–1037.
- [42] Wang YY, Deng H C, Deng Y, et al. Study on crack dynamic evolution and damage-fracture mechanism of rock with pre-existing cracks based on acoustic emission location[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 201: 108420.
- [43] Calò M, Dorbath C. Different behaviours of the seismic velocity field at Soultz-sous-Forêts revealed by 4-D seismic tomography: case study of GPK3 and GPK2 injection tests[J]. Geophysical Journal International, 2013, 194(2): 1119–1137.
- [44] Abdulaziz A M. Microseismic imaging of hydraulically induced-fractures in gas reservoirs: A case study in Barnett shale gas reservoir, Texas, USA[J]. Open Journal of Geology, 2013, 3(5): 361–369.
- [45] 吴顺川, 黄小庆, 陈钊, 等. 岩体破裂矩张量反演方法及其应用[J]. 岩土力学, 2016, 37(S1): 1–18.
- Wu S C, Huang X Q, Chen F, et al. Moment tensor inversion of rock failure and its application[J]. Rock and Soil Mechanics, 2016, 37(S1): 1–18.
- [46] Hudson J A, Pearce R G, Rogers R M. Source type plot for inversion of the moment tensor[J]. Journal of Geophysical Research: Solid

- Earth, 1989, 94(B1): 765–774.
- [47] Foulger G R, Julian B R, Hill D P, et al. Non-double-couple microearthquakes at Long Valley caldera, California, provide evidence for hydraulic fracturing [J]. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 2004, 132(1): 45–71.
- [48] Baig A, Urbancic T. Microseismic moment tensors: A path to understanding fracgrowth [J]. *The Leading Edge*, 2010, 29(3): 320–324.
- [49] Yu X, Rutledge J, Leane S, et al. Discrete fracture network generation from microseismic data using Moment-Tensor constrained Hough transforms [C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, Texas, USA: SPE, 2014.
- [50] Zhang H L, Eaton D W. A regularized approach for estimation of a composite focal mechanism from a set of microearthquakes [J]. *Geophysics*, 2018, 83(5): KS65–KS75.
- [51] Foulger G R, Wilson M P, Gluyas J G, et al. Global review of human-induced earthquakes [J]. *Earth-Science Reviews*, 2018, 178: 438–514.
- [52] Baisch S, Weidner R, Vögele R, et al. A conceptual model for post-injection seismicity at Soultz-sous-Forêts [J]. *Transactions - Geothermal Resources Council*, 2006, 30: 601–605.
- [53] Cuenot N, Charléty J, Dorbath L, et al. Faulting mechanisms and stress regime at the European HDR site of Soultz-sous-Forêts, France [J]. *Geothermics*, 2006, 35(5/6): 561–575.
- [54] Templeton D C, Wang J B, Goebel M K, et al. Induced seismicity during the 2012 Newberry EGS stimulation: Assessment of two advanced earthquake detection techniques at an EGS site [J]. *Geothermics*, 2020, 83: 101720.
- [55] Majer E L, Baria R, Stark M, et al. Induced seismicity associated with enhanced geothermal systems [J]. *Geothermics*, 2007, 36(3): 185–222.
- [56] Kwiatek G, Saarni T, Ader T, et al. Controlling fluid-induced seismicity during a 6.1-km-deep geothermal stimulation in Finland [J]. *Science Advances*, 2019, 5(5): eaav7224.
- [57] Bentz S, Kwiatek G, Martínez-Garzón P, et al. Seismic moment evolution during hydraulic stimulations [J]. *Geophysical Research Letters*, 2020, 47(5): e2019GL086185.
- [58] Galis M, Ampuero J P, Mai P M, et al. Induced seismicity provides insight into why earthquake ruptures stop [J]. *Science Advances*, 2017, 3(12): eaap7528.
- [59] McGarr A. Maximum magnitude earthquakes induced by fluid injection [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2014, 119(2): 1008–1019.
- [60] van der Elst N J, Page M T, Weiser D A, et al. Induced earthquake magnitudes are as large as (statistically) expected [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2016, 121(6): 4575–4590.
- [61] Blöcher G, Cacace M, Jacquy A B, et al. Evaluating micro-seismic events triggered by reservoir operations at the geothermal site of GroßSchönebeck (Germany) [J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2018, 51(10): 3265–3279.
- [62] 岳高凡, 王贵玲, 马峰, 等. 地热规模化开发断层滑动概率评估——以雄安新区深部岩溶热储为例 [J]. *中国地质*, 2021, 48(5): 1382–1391.
- Yue G F, Wang G L, Ma F, et al. Evaluation of fault slip probability of geothermal large-scale development: A case study of deep karst geothermal reservoir in Xiong'an New Area [J]. *Geology in China*, 2021, 48(5): 1382–1391.
- [63] 许天福, 张延军, 曾昭发, 等. 增强型地热系统(干热岩)开发技术进展 [J]. *科技导报*, 2012, 30(32): 42–45.
- Xu T F, Zhang Y J, Zeng Z F, et al. Technology progress in an enhanced geothermal system (hot dry rock) [J]. *Science & Technology Review*, 2012, 30(32): 42–45.
- [64] Rose P E, Caputo V, Peh A, et al. The use of naphthalene sulfonates as tracers in high temperature geothermal systems [C]//Proceedings of the 23rd Annual PNOC-EDC Geothermal Conference. 2002: 53–58.
- [65] Rose P E, Johnson S D, Kilbourn P, et al. Tracer testing at Dixie Valley, Nevada using 1-naphthalene sulfonate and 2,6-naphthalene disulfonate [C]//Proceedings of the Twenty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, Stanford, CA, 2002.
- [66] Rose P E, Johnson S D, Kilbourn P. Tracer testing at Dixie Valley, Nevada, using 2-naphthalene sulfonate and 2,7-naphthalene disulfonate [C]//Proceedings of the Twenty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, Stanford, CA, 2001.
- [67] Pope E C, Bird D K, Arnórsson S. Stable isotopes of hydrothermal minerals as tracers for geothermal fluids in Iceland [J]. *Geothermics*, 2014, 49: 99–110.
- [68] Dean C, Reimus P, Oates J, et al. Laboratory experiments to characterize cation-exchanging tracer behavior for fracture surface area estimation at Newberry Crater, OR [J]. *Geothermics*, 2015, 53: 213–224.
- [69] Hawkins A J, Becker M W, Tester J W. Inert and adsorptive tracer tests for field measurement of flow-wetted surface area [J]. *Water Resources Research*, 2018, 54(8): 5341–5358.
- [70] Hawkins A J, Fox D B, Becker M W, et al. Measurement and simulation of heat exchange in fractured bedrock using inert and thermally degrading tracers [J]. *Water Resources Research*, 2017, 53(2): 1210–1230.
- [71] Peacock J R, Thiel S, Reid P, et al. Magnetotelluric monitoring of a fluid injection: Example from an enhanced geothermal system [J]. *Geophysical Research Letters*, 2012, 39(18): L18403.

- [18]刘菊琴, 李小莉. 波长与能量色散复合型 X 射线荧光光谱仪测定海洋沉积物、水系沉积物、岩石和土壤样品中 15 种稀土元素[J]. 冶金分析, 2018, 38(5): 7-12.
- Liu J Q, Li X L. Determination of fifteen rare earth elements in ocean sediment, stream sediment, rock and soil samples by wavelength dispersion-energy dispersion combined type X-ray fluorescence spectrometer[J]. Metallurgical Analysis, 2018, 38(5): 7-12.
- [19]李迎春, 张磊, 周伟, 等. 熔融制样-波长色散和能量色散 X 射线荧光光谱仪应用于硅酸盐类矿物及疑难样品分析[J]. 岩矿测试, 2020, 39(6): 828-838.
- Li Y C, Zhang L, Zhou W, et al. Determination of major and minor elements in rocks, soils and sediments and complex samples by wavelength and energy dispersive X-ray fluorescence spectrometer with fusion sampling[J]. Rock and Mineral Analysis, 2020, 39(6): 828-838.
- [20]Gazulla M F, Rodrigo M, Vicente S, et al. Methodology for the determination of minor and trace elements in petroleum cokes by wavelength-dispersive X-ray fluorescence (WD-XRF) [J]. X-Ray Spectrometry, 2010, 39(5): 321-327.
- [21]袁静, 刘建坤, 郑荣华, 等. 高能偏振能量色散 X 射线荧光光谱仪特性研究及地质样品中主微量元素分析[J]. 岩矿测试, 2020, 39(6): 816-827.
- Yuan J, Liu J K, Zheng R H, et al. Studies on characteristics of high-energy polarized energy-dispersive X-ray fluorescence spectrometer and determination of major and trace elements in geological samples [J]. Rock and Mineral Analysis, 2020, 39(6): 816-827.
- [22]王祎亚, 詹秀春. X 射线荧光光谱测定地质样品中 27 种组分分析结果不确定度的评估[J]. 光谱学与光谱分析, 2014, 34(4): 1118-1123.
- Wang Y Y, Zhan X C. The uncertainty evaluation of analytical results of 27 elements in geological samples by x-ray fluorescence spectrometry [J]. Spectroscopy and Spectral Analysis, 2014, 34(4): 1118-1123.
- [23]《岩石矿物分析》编委会. 岩石矿物分析[M]. 4 版. 北京: 地质出版社, 2011.
- Editorial Board of Rock and Mineral Analysis. Rock and mineral analysis[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011. (in Chinese)

(上接第 95 页/Continued from Page 95)

- [72]Peacock J R, Thiel S, Heinson G S, et al. Time-lapse magnetotelluric monitoring of an enhanced geothermal system[J]. Geophysics, 2013, 78(3): B121-B130.
- [73]Didana Y L, Thiel S, Heinson G, et al. Magnetotelluric monitoring of hydraulic fracture stimulation at the Habanero enhanced geothermal system, Cooper Basin, South Australia[J]. ASEG Extended Abstracts, 2016, 2016(1): 1-9.