

# 革新钻井液技术以促进干热岩产业化开发

朱文茜, 查潇潇, 褚保镇, 郑秀华\*

(中国地质大学(北京)工程技术学院, 北京 100083)

**摘要:**我国干热岩资源丰富,利用系数高,可为电力提供稳定基础荷载,被认为是能够担负起能源革命重任的可再生清洁能源,其规模开发对我国实现“碳达峰和碳中和”具有重要意义。然而,经历近半个世纪,目前世界范围内仅有少量利用EGS技术开发的干热岩示范项目有微量发电,实现产业化目标尚有许多技术瓶颈。通过研究EGS开发过程和钻井液技术,笔者提出:EGS钻井过程中存在钻井液漏失。因此,钻井液组分自身、钻井液与岩屑或井壁岩石、钻井液与热储裂缝表面岩石,在高温高压下会发生各种理化反应,生成新的物质。这些新的物质可能会沉淀在井壁和裂缝表面,甚至可能与井壁或裂缝表面岩石固结成一体,降低裂缝的有效空间,甚至封堵裂缝,且难以清除,使热储导流能力极大降低,难以达到发电要求的流量。因此,革新钻井液技术理念,研究EGS高温高压环境下钻井液组分和岩屑与温压之间的相互关系及其对钻井液性能的影响,利用先进的计算机数据统计、分析和计算技术,对钻井液性能、钻井液在井筒的流动特性以及钻井液与热储岩石的配伍性进行精准预测和控制,避免或减少钻井液漏失以及钻井液在热储环境下与岩石的反应,消除钻井液对热储伤害,提高渗透率,可能是干热岩产业化的技术突破。

**关键词:**干热岩;产业化;渗透率;钻井液;储层伤害

**中图分类号:**TE254;P634.6 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2021)S1-0221-06

## Innovate drilling fluid technology to promote the development of hot dry rock industrialization

ZHU Wenxi, ZHA Xiaoxiao, CHU Baozhen, ZHENG Xiuhua\*

(School of Engineering and Technology, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China)

**Abstract:** China is rich in hot dry rock resources which has a high utilization factor and can provide a stable base load for electricity. It is considered to be a renewable and clean energy capable of shouldering the important task of energy revolution. Its large-scale development is key to achieve "carbon peak and carbon neutrality". However, after nearly half a century, only a small number of hot dry rock demonstration projects of EGS in the world have a little power generation, and there are still many technical bottlenecks in achieving the goal of industrialization. By studying the EGS development process and drilling fluid technology, the author proposes that there is drilling fluid loss during EGS drilling. Therefore, the components of the drilling fluid itself, the drilling fluid and cuttings or the rock on the well wall, the drilling fluid and the surface rocks of the reservoir, will undergo various physical and chemical reactions under high temperature and high pressure to generate new substances. These new substances may precipitate on the well wall, and may even be consolidated with the well wall or the surface of the fracture. This reduces the effective space of the fracture, or even seals the fracture, and is difficult to remove; thus, decreasing the reservoir permeability greatly and leading to difficulty in gain the flow rate for power generation. Therefore, it may be a technological breakthrough in

**收稿日期:**2021-05-31 **DOI:**10.12143/j.ztgc.2021.S1.036

**基金项目:**国家自然科学基金项目“高温热储环境下微气泡钻井液特性及作用机理研究”(编号:41872184)

**作者简介:**朱文茜,女,汉族,1995年生,博士研究生在读,地质工程专业,从事抗高温可循环微泡钻井液技术研究工作,北京市海淀区学院路29号,zhuwenxidida@163.com。

**通信作者:**郑秀华,女,汉族,1965年生,教授,博士生导师,从事高温地热能勘探开发与钻/完井液教学与研究,北京市海淀区学院路29号,xihuazh@cugb.edu.cn。

**引用格式:**朱文茜,查潇潇,褚保镇,等.革新钻井液技术以促进干热岩产业化开发[J].钻探工程,2021,48(S1):221-226.

ZHU Wenxi, ZHA Xiaoxiao, CHU Baozhen, et al. Innovate drilling fluid technology to promote the development of hot dry rock industrialization[J]. Drilling Engineering, 2021,48(S1):221-226.

the industrialization of hot dry rock to innovate the concept of drilling fluid technology, study the relationship between drilling fluid components and cuttings and temperature and pressure under EGS environment and their influences on drilling fluid performance, and precisely predict and control the drilling fluid performance, the flow characteristics of the drilling fluid in the wellbore, and the compatibility of the drilling fluid with the reservoir rock with advanced computer data statistics, analysis and calculation techniques so as to avoid or reduce the loss of the drilling fluid and the reaction of the drilling fluid with the rock, and eliminate the reservoir damage and increase permeability.

**Key words:** hot dry rock; industrialization; permeability; drilling fluid; reservoir damage

## 0 引言

2020年12月12日,国家主席习近平在气候雄心峰会上宣布:到2030年,中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上,非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右,森林蓄积量将比2005年增加60亿立方米,风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。2020年我国非化石能源占一次能源消费比重占比为15.8%,实现2030年目标需要开发利用更多的新能源。

地热资源量大,利用系数高(地热发电利用效率可超过73%,是太阳光伏发电的5.2倍、风力发电的3.5倍),而且在所有可再生能源发电中唯有地热发电可以作为基础载荷,保持电网安全稳定运行。地热发电起步早,已有100多年的历史,技术成熟。相比水热型地热系统,利用增强/工程型地热系统(Enhanced/Engineered Geothermal System-EGS)技术开发的干热岩资源更大,不受地域限制,被认为是能够担负起新能源革命的清洁可再生能源<sup>[1]</sup>。汪集旸院士提出“国内地热资源的类型与状态及其区域分布决定了大规模地热发电必须依靠干热岩地热资源的开发”<sup>[2]</sup>。

然而,到目前为止,尽管经历了近半个世纪,全球范围内EGS发电仍处于试验示范阶段,距离其产业化开发尚有许多技术挑战。本文认为通过钻井液的技术革新,避免钻井液漏失,消除钻井液对热储渗透率的伤害,可能是干热岩产业化开发的一个技术突破。

## 1 干热岩资源及其产业前景和现状

美国麻省理工学院在2006年的地热能研究报告中指出,美国EGS开采量相当于美国2005年一次能源消费量的2000倍<sup>[1]</sup>。我国干热岩地热资源总量为 $20.9 \times 10^6$  EJ,合标准煤 $7.15 \times 10^{14}$  t,若按2%的可开采资源量计算,相当于中国2010年能源

消耗总量的4400倍<sup>[3]</sup>。

利用目前的技术可经济开发的干热岩通常赋存于埋深3~10 km以花岗岩为代表的岩浆岩中。所谓EGS是指利用水力压裂等工程手段在地下高温干热岩体中生成人工裂缝以提高其渗透性,形成热储通道;然后在注水井中注入温度较低的流体,通过裂缝岩体加热后经生产井流到地面;实现开采干热岩热能的目的。图1为天然水热型和干热岩地热资源特性以及干热岩的开发技术EGS。

2010年和2015年世界地热大会对EGS开发应用前景进行了预测,到2050年全球EGS发电装机容量将达到70000 MW,包括水热型地热资源在内发电总装机容量将达到140000 MW,届时地热发电占全球电力生产总量的比例将上升到8.3%<sup>[4-6]</sup>。自20世纪70年代美国芬顿山的干热岩项目开始以来,包括中国在内的许多国家(美国、英国、德国、法国、瑞典、日本、澳大利亚、瑞士、萨尔瓦多、韩国等),在世界各地开展了EGS技术的研发工作。尽管在许多关键技术方面取得了巨大进步,甚至部分EGS进入了试验性运行发电阶段,但仍然没有达到进行商业开采水平<sup>[6-8]</sup>。如表1所示,EGS目前的发电装机容量不足15 MW,与70000 MW相比,还差4667倍。因此,可以判断,在不到30年的时间实现2050年的目标,尚有很多技术难题需要攻克。

## 2 热储渗透率对EGS规模开发的影响

目前EGS的开发尚处于现场试验研发阶段,其商业性开发还面临着技术、资金、政策和民众接受程度等诸多方面的挑战。其中,干热岩地热地质勘查、深部钻探、储层建造、场地的模型建立与多场耦合数值模拟等,是整个EGS开发中的难点和关键问题,也是高效开发干热岩资源的关键所在。这些关键问题的突破,对降低开发成本、减少环境影响和增加开发安全性、进而推动EGS的发展和商业化开发具有

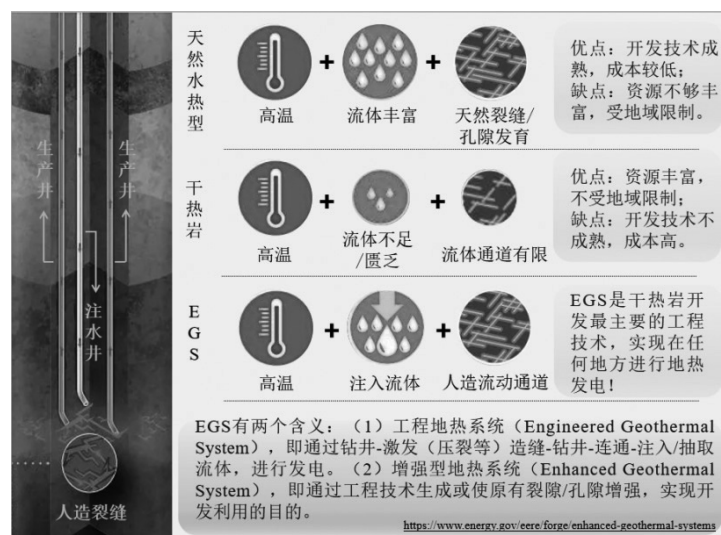


图1 天然水热型、干热岩特性与EGS技术

表1 全球典型EGS项目参数及装机容量

项目	时间	岩性	井深/m	热储温度/°C	地温梯度/(°C·km <sup>-1</sup> )	装机容量/MWe
美国 Fenton Hill	1974—1994	花岗岩、片麻岩	3500	330	45~65	0.06
德国 Bruchsal	1983—今	斑状花岗岩	2540	130	29	0.55
法国 Soultz	1985—今	二云母花岗岩	5239	200	28	1.5
日本 Hijiori	1986—2002	花岗闪长岩	2200	270	50	0.13
澳大利亚 Habanero	2003—今	花岗岩	4459	278	30	1
德国 Landau	2003—2013	斑状花岗岩	3300	160	32	2.9~3
美国 Geysers	2009—今	变质沉积岩	2600	347		5
英国 Eden	2010—今	花岗岩	4000	190	35	4
美国 Desert Peak	2012—2013	流纹岩	1000	210	50~65	1.7
中国青海共和	2012—今	黑云母二长花岗岩	3705	236	54.2~58.1	0.5

重要意义<sup>[9]</sup>。

温度和流量是EGS开发的2个重要参数。在通过选址和钻进深度满足温度的前提下,流量成为EGS是否具有生产规模发电能力的关键参数。EGS的开发是通过人工在注入井中注入流体,在热储裂缝中流动后,从生产井流出。因此,热储裂缝的渗透率(导流能力,或注入井的注入能力),对EGS的开发具有重要的影响,是EGS技术的难点,是干热岩资源开发的关键,也是目前EGS项目研发的主要技术目标。

美国Newberry Volcano项目进行了3次储层刺激,第一次所产生的裂隙不能满足工程开发的要求,第二次刺激后,注入流体的流量从原来的1.9 L/s提高到3.8 L/s,第三次储层刺激利用了温度降解的暂堵材料,进一步提高了裂隙的导流能力<sup>[10]</sup>。美国

Raft River利用水力压裂和热刺激相结合的方法对RRG-9井进行改造,使其注入能力从1.26 L/s增加到63.1 L/s,表明井筒周围储层的渗透性能得到了明显的改善<sup>[11]</sup>。法国Rittershoffen的EGS项目目标是流量>70 L/s。项目共施工2口井:GRT-1和GRT-2,井深分别为2562 m和2707 m。注入试验结果显示:GRT-2完井后的产能达到了生产水平(>70 L/s),GRT-1井在初始状态下注入能力仅为5 L/s/MPa。为此开发人员对GRT-1井进行了多次改造,利用热刺激、化学刺激和水力压裂3种方式,使其注入能力提高了5倍<sup>[12]</sup>。

### 3 钻井液技术及其对热储渗透率的影响和伤害

研究EGS的开发过程和钻井液技术,可以发现钻井液对EGS的渗透率具有重要影响,甚至可能是

EGS开发的一个技术瓶颈。因为,在EGS钻井过程中,钻井液会向热储漏失,钻井液中的固相和岩屑进入井筒周围的裂缝,堵塞裂缝<sup>[13]</sup>。更为严重的是,在高温高压环境下,钻井液中的组分会与岩石或岩屑发生反应,生成的固相沉淀或固结在裂缝岩石表面,难以清除;有些反应可能生成气体,增加流动阻力。如果岩屑不能被钻井液及时携带至地表,随钻井液漏失进入裂缝内。在井底高温高压下,有可能岩屑与钻井液、或自身、或与裂缝表面岩石重新发生化学反应,甚至是蚀变,将人造裂缝封堵起来,造成渗透

率下降,甚至达到零渗透,导致井的报废。因此,钻井液漏失使EGS热储的流动能力大大降低,流动阻力增大,难以达到规模发电要求的流量<sup>[14]</sup>。

EGS技术的具体开发过程可以描述如下(见图2):(1)首先选定场址,在深部岩体中钻第一口井(注入井);然后通过水力压裂或水力压裂与化学激发等技术相结合的方法生成人工裂缝;(2)然后在裂缝中钻第二/第三口井(生产井);(3)在注入井中注入较低温度流体,使其在岩体裂缝中流动被加热,在生产井中流到地表,进入发电机组发电。

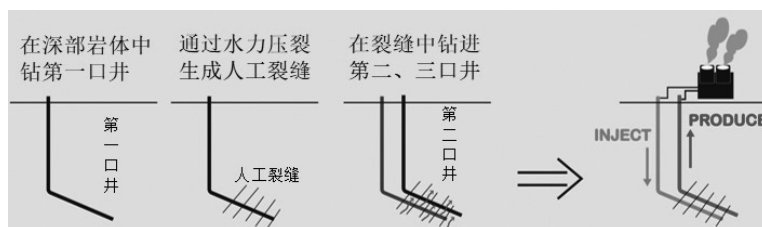
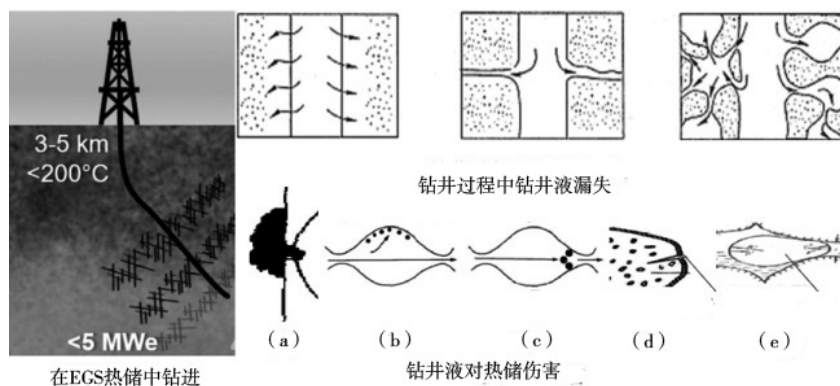


图2 EGS开发过程

分析EGS的技术概念并结合开发过程可知:EGS钻井液会产生漏失,其原因在于:(1)EGS钻进的第一口井热储存在原始微裂缝,第二口井则需要有人造裂缝中钻进;(2)由于EGS岩体内流体不足,地层压力低,在液柱压力作用下,钻井液向EGS裂缝中滤失乃至漏失难以避免。

钻井液漏失的结果是对热储产生伤害,而且一旦产生伤害即使利用后期酸化、压裂等手段都难以

消除。其可能的伤害形式如图3所示:(a)配制钻井液的固相及其固化、高分子处理剂及其交联、钻井液产生的岩屑等在井壁形成的泥饼封堵井壁的裂隙;(b)微粒和滤液在裂缝岩石表面形成吸附或沉淀;(c)微粒运移至缝宽较窄处封堵裂缝;(d)在毛细管压力下钻井液吸附在微裂隙内;(e)生成气体或气泡阻力在裂缝中形成气锁<sup>[15-19]</sup>。



- (a) 钻井液交联固化泥饼封堵井壁裂隙;(b) 微粒及滤液在裂缝岩石表面沉淀吸附,使裂缝变窄;  
(c) 微粒运移至缝宽较窄处堵裂缝;(d) 在毛细管压力下钻井液吸附在微裂隙内;(e) 气泡阻力

图3 EGS钻井及钻井液对热储伤害

Strobel和Wolke研究表明,热储伤害会对地热开发造成重大损失(如图4)。典型的地热电站装机容量一般为50 MWe,每口井的产能为10 MWe,共

5口地热井,地热能利用系数为80%,井口与发电机的能力转换系数为50%,在电价为0.09 \$/kWh情况下,如果热储损害为10%,运行5年后,损失将达8



百万美元<sup>[20]</sup>。

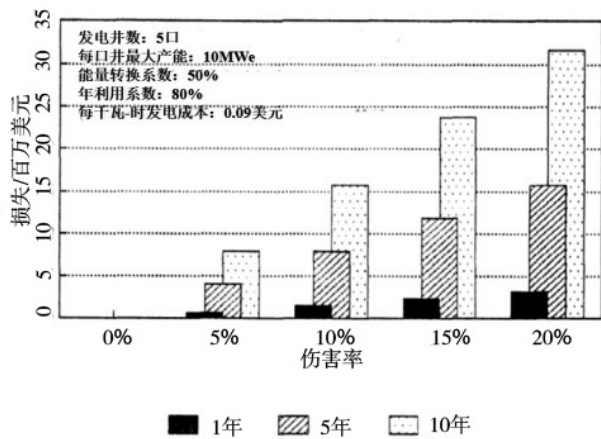


图4 钻井液造成热储伤害而导致的地热发电收入损失

澳大利亚在 Habanero 的 EGS 项目中,利用 10 年时间先后钻进 4 口井。在第 2 口井的钻进过程中发生了严重的钻井液漏失,使热储裂缝遭到了严重伤害,无法实现井间连通,导致井的报废;第 3 口井出现了固井水泥问题;第 4 口井通过优化钻井液,对钻井液的流变性能和钻井液在井筒内的水力流动参数进行控制得以成功<sup>[21]</sup>。

#### 4 钻井液技术革新以促进干热岩产业发展

钻井液是钻井工程的血液。对于流体矿产储层,钻井液不仅需要携带和悬浮岩屑、稳定井壁、平衡地层压力、冷却钻头等,同时还需要保护储层,避免或减少储层伤害,降低渗透率<sup>[22-23]</sup>。为实现 EGS 的产业化开发,笔者认为,需要利用先进的科学技术,对钻井液技术进行革新,避免钻井液漏失,消除其对热储伤害,保证足够的渗透率,满足发电流量。

钻井液的技术革新首先需要理念更新,在当今网络信息大数据技术发达时代,利用大数据算法和数据处理模型对 EGS 钻井过程中的相关参数进行实时监测,以及对井筒内钻井液性能及其与热储岩石的相互作用进行预测和调控,实现防漏和避免热储伤害的目的。EGS 钻井过程中的数据包括:地质、构造、地应力场、岩石特性、热生流体、原生裂缝和激发处理过程参数、井身结构、钻井液类型、流量、流变参数、水力参数、静压、摩擦压力、“激动”压力、泵压、岩屑、机械钻速、温度等。通过分析计算和实时监测,依据实时在线监测数据对钻井液漏失和岩

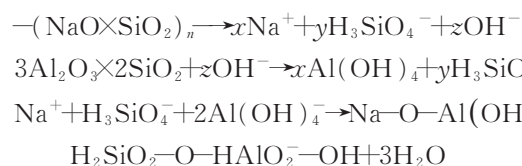
石蚀变进行提前预测,进而通过实时调整、优化和精准控制,避免钻井液对储层的伤害带来的损失。为此,需要开展以下基础研究:

(1) 钻井液流变性及其水力特性与温度和压力的相关关系。如前文所述,在高温高压下,如果岩屑不能及时被钻井液带至地表,随着钻井液漏失进入热储裂缝,会封堵裂缝或在裂缝内与裂缝表面的岩石重新发生反应,生成沉淀或与裂缝表面固结在一起,降低渗透率。因此,需要钻井液具有良好的流变性能,提高其携带和悬浮岩屑的能力。另外,钻井液还影响钻井液的摩擦压力和“激动”压力,进而影响钻井液与热储地层压力的平衡,造成钻井液漏失。因此,建立钻井液流变和水力参数的高温高压特性是 EGS 钻井液技术革新的基础之一。

(2) 钻井液密度与温压相关关系。如前所述,EGS 地层内通常不含水,或者含水量很少,地层压力很低,钻井液柱压力极易高于地层压力,使钻井液发生漏失。因此,尽可能采用低密度钻井液,降低钻井液液柱压力与地层压力之差,避免钻井液漏失进入裂缝伤害热储,提高产能。因此,建立钻井液密度的高温高压特性模型是精准预测和调控井筒内钻井液密度、液柱压力、流速、岩屑携带能力等的基础。

(3) 钻井液组分在高温高压下自身组分间及其与热储岩石之间的相互作用,作用结果对钻井液性能的影响规律。

比如,钻井液中的膨润土的主要成分包含  $\text{SiO}_2$ 、 $\text{Al}_2\text{O}_3$ 、 $\text{H}_2\text{O}$ 、 $\text{Na}_2\text{O}$ 、 $\text{CaO}$  等,与花岗岩的主要成分为  $\text{SiO}_2$  (72.05%)、 $\text{Al}_2\text{O}_3$  (14.42%)、 $\text{K}_2\text{O}$  (4.12%)、 $\text{Na}_2\text{O}$  (3.69%),在高温高压和碱性环境下可能发生以下反应形成具有水泥特性的地聚物。



又比如,钻井液的聚合物处理结果热降解可能会产生气体。以 CMC 为例,在 250 °C 以上发生剧烈降解,可产生  $\text{CO}$ 、 $\text{CO}_2$ 、甲烷等气相产物,以及水、乙酸等。



因此,通过科学研究揭示钻井液在高温高压环境下的性能变化及其对钻井液性能和热储的影响规律,结合现场地质和钻井等信息,利用大数据和网络

技术,对EGS钻井液进行实时监测和精准调控,可能是EGS提高产能的一个关键技术。

## 5 结语

干热岩资源丰富,稳定,被认为是能够担负起资源革命的可再生清洁能源,其规模开发对提高我国非化石能源占比具有重要意义。然而,尽管经历了近半个世纪,产业开发干热岩尚有许多技术挑战。本文认为,EGS钻井液漏失及其对热储伤害是其中一个关键问题。钻井液漏失不仅造成了材料的浪费,更重要的是严重伤害热储,降低渗透率,无法满足发电所需的流量。因此,通过研究建立钻井液性能与热储岩石在EGS高温高压环境之间的关系并建立数学模型,结合EGS现场的地质和钻井参数,利用大数据技术对钻井液在井筒内的特性进行实时监测和精准调控,实现钻井液技术的革新,避免钻井过程对热储的伤害,可能对EGS的规模开发具有突破性的作用。

## 参考文献:

- [1] Tester J W, Anderson B J, Batchelor A S, et al. The future of Geothermal Energy-Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century[R]. Boston: Massachusetts Institute of Technology, 2006.
- [2] 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.
- [3] 蔺文静,刘志明,王婉丽,等.中国地热资源及其潜力评估[J].中国地质,2013,40(1):312-321.
- [4] Bertani R. Geothermal power generation in the world 2005 - 2010 update report[J]. Geothermics, 2010,41:1-29.
- [5] R B. Geothermal power generation in the world 2010-2014 update report[C]. World Geothermal Congress, 2015:1-19.
- [6] 郑秀华,李飞跃,段晨阳,等.世界EGS项目进展及其对中国的启示[J].资源与产业,2014,16(6):29-35.
- [7] 李瑞霞,黄劲,张英,等.干热岩开发利用现状及发展趋势分析[J].当代石油石化,2019,27(3):47-52.
- [8] 谢文苹,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.
- [9] 许天福,袁益龙,姜振蛟,等.干热岩资源和增强型地热工程:国际经验和我国展望[J].吉林大学学报(地球科学版),2016,46(4):1139-1152.
- [10] Cladouhos T T, Petty S, Swyer M W, et al. Results from Newberry Volcano EGS demonstration, 2010-2014 [J]. Geothermics, 2016, 63:44-61.
- [11] Bradford J, McLennan J, Tiwari S, et al. Application of hydraulic and thermal stimulation techniques at Raft River, Idaho: A DOE enhanced geothermal system demonstration project [C]//In 50th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium 2016. American Rock Mechanics Association (ARMA), 2016.
- [12] Vidal J, Genter A, Schmittbuhul J. Pre- and post-stimulation characterization of geothermal well GRT-1, Rittershoffen, France: insights from acoustic image logs of hard fractured rock [J]. Geophysical Journal International, 2016,206(2):181.
- [13] Glowka D A, Schafer D M, Wright E K, et al. Status of Lost Circulation Research[R]. Transactions, DOE Geothermal Program Review XI, Berkeley, XI. CA, 1993:27-28.
- [14] Ennis D. O., Bergosh J. L., Butters S. W., et al. Drilling fluid/formation interaction at simulated in-situ geothermal conditions [C]. Geothermal Resources Council Transactions, 1980(4):285-288.
- [15] HoleHagen. Drilling fluids for drilling of geothermal wells[C]. Petroleum Engineering Summer School,2008.
- [16] Nicholson, Robert W. Drilling Fluid Formation Damage in Geothermal Wells[C]. Geothermal Resources Council Transactions, 1980: 53-57.
- [17] Carson, Charles C., Lin Y. T. The Impact of Common Problems in Geothermal Drilling and Completion [C]. Geothermal Resources Council Transactions, 1982(6):195-198. .
- [18] 孙金声,许成元,康毅力,等.致密/页岩油气储层损害机理与保护技术研究进展及发展建议[J].石油钻探技术,2020,48(4):1-10.
- [19] Strobel, Calvin J. Formation Plugging While Testing A Steam Well At The Geysers [C]. Geothermal Resources Council Transactions, 1978(4):106-111.
- [20] Wolke, Roy M. Jardiolin, SuterRicardo A., Roger L., et al. Aerated Drilling Fluids Can Lower Drilling Costs and Minimize Formation Damage[C]. Geothermal Resources Council Transactions, 1990:457-463.
- [21] RobertHogarth, Holl Heinz Gerd. Lessons learned from the Habanero EGS project [C]. Geothermal Resources Council Transactions I, 2017(41):865-877.
- [22] [美]法鲁克·西维编著.杨凤丽,侯中昊,等译.油层伤害-原理、模拟、评价和防治[M].北京:石油工业出版社,2003.
- [23] TuttleJohn D., ListiRenan. 'Drill-In' Fluids and Drilling Practices. Drilling More Productive, Less Costly Geothermal Wells [C]. GRC Transactions, 2016(40).