石油钻探技术
PETROLEUM DRILLING TECHNIQUES
中国科学引文数据库（CSCD）来源期刊
全国中文核心期刊
美国《化学文摘》（CA）收录期刊
俄罗斯《文摘杂志》（AJ）收录期刊
EBSCO学术数据库收录期刊（美）
AAPG协会期刊出版平台收录期刊（美）
中国科技论文统计源期刊
RCCSE中国核心学术期刊

干热岩水平井组热储改造技术现状与发展建议

刘红磊 佟颖 陈作 国力文 张世昆 于菲

Up-to-Date Technologies of Reservoir Stimulation for Horizontal Well Groups in Hot Dry Rock and Suggestions for Further Improvements

LIU Honglei, TONG Ying, CHEN Zuo, GUO Liwen, ZHANG Shikun, YU Fei

在线阅读 View online: http://doi.org/10.11911/syztjs.2026083

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

深层地热热储改造技术进展与发展建议

Technical Advancements and Development Suggestions of Geothermal Heat Reservoir Stimulation in Deep Formations

石油钻探技术. 2024, 52(6): 10–15 http://doi.org/10.11911/syztjs.2024107

青海共和盆地干热岩压裂裂缝测斜仪监测研究

Research on Fracture Mapping with Surface Tiltmeters for “Hot Dry Rock” Stimulation in Gonghe Basin, Qinghai

石油钻探技术. 2021, 49(1): 88–92 http://doi.org/10.11911/syztjs.2020139

基于相场法的深层干热岩储层水力压裂模拟研究

Simulation of Hydraulic Fracturing in Deep Hot Dry Rock Reservoir Based on Phase-Field Method

石油钻探技术. 2024, 52(2): 229–235 http://doi.org/10.11911/syztjs.2024047

废弃油井转地热井取热性能评价及井型对比

Heat Extraction Evaluation and Well Pattern Comparison of Abandoned OilWells Converted into Geothermal Wells

石油钻探技术. 2024, 52(6): 156–166 http://doi.org/10.11911/syztjs.2024021

中国石化页岩油水平井分段压裂技术现状与发展建议

The Current Status and Development Suggestions for Sinopec’s Staged Fracturing Technologies of Horizontal Shale Oil Wells

石油钻探技术. 2021, 49(4): 14–21 http://doi.org/10.11911/syztjs.2021071

国内外页岩油储层改造技术现状及发展建议

The Current Status and Development Suggestions for Shale Oil Reservoir Stimulation atHomeand Abroad

石油钻探技术. 2021, 49(4): 1–7 http://doi.org/10.11911/syztjs.2021081

扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2026083

引用格式：刘红磊，佟颖，陈作，等. 干热岩水平井组热储改造技术现状与发展建议 [J]. 石油钻探技术，2026，54(4)：122−131.
LIU Honglei, TONG Ying, CHEN Zuo, et al. Up-to-date technologies of reservoir stimulation for horizontal well groups in hot dry rock and suggestions for further improvements [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2026, 54(4): 122−131.

干热岩水平井组热储改造技术现状与发展建议

刘红磊[1, 2, 3, 4]，佟 颖[1, 2, 3, 4]，陈 作[1, 2, 3, 4]，国力文[5]，张世昆[1, 2, 3, 4]，于 菲[1, 2, 3, 4]

（1. 深层地热富集机理与高效开发全国重点实验室，北京 102206；2. 中国石化页岩油气钻完井及压裂重点实验室，北京 102206；3. 国家能源碳酸盐岩油气重点实验室，北京 102206；4. 中石化石油工程技术研究院有限公司，北京 102206；5. 中国地质大学（北京）能源学院，北京 100083）

摘 要：干热岩资源储量丰富、开发潜力巨大，但整体存在开发难度大、商业化应用程度低等突出问题。针对这些问题，系统调研了国内外增强型地热系统（EGS）工程实践，运用系统梳理、横向对比与数值模拟方法，构建了涵盖井网部署、完井改造与换热监测的地质−工程一体化评价体系，为 EGS 商业化开发提供数据支撑。研究结果表明，国外已形成以“水平井注采井组、井工厂平台钻井、拉链式体积压裂、全周期多源监测”为核心的成熟技术体系；国内现有示范项目以直井改造为主，存在井间连通性差、导流能力不足、热储改造效果不稳定等问题，尚未实现商业化突破。基于上述对比，提出适用于国内深层干热岩地质条件的系统性高效开发技术路线：以应力约束的井眼轨道优化为先导，匹配合理井距与精细化段簇设计，采用中高排量加砂体积压裂工艺，融合多源裂缝实时监测与闭环反馈调控机制，构建“设计—改造—评估—优化”一体化的水平井地热系统热储改造方法。该路线为国内干热岩资源高效开发及地热产业高质量发展提供了理论依据与实践路径。

关键词：干热岩；增强型地热系统；水平井；注采井组；热储改造；循环换热；多源监测

中图分类号：TE357 **文献标志码：**A **文章编号：**1001−0890（2026）04−0122−10

Up-to-Date Technologies of Reservoir Stimulation for Horizontal Well Groups in Hot Dry Rock and Suggestions for Further Improvements

LIU Honglei[1, 2, 3, 4], TONG Ying[1, 2, 3, 4], CHEN Zuo[1, 2, 3, 4], GUO Liwen[5], ZHANG Shikun[1, 2, 3, 4], YU Fei[1, 2, 3, 4]

(1. *State Key Laboratory of Deep Geothermal Resources*, *Beijing*, 102206, *China*; 2. *Sinopec Key Laboratory of Shale Oil and Gas Drilling Completion and Hydraulic Fracturing*, *Beijing*, 102206, *China*; 3. *State Energy Key Laboratory for Carbonate Oil and Gas*, *Beijing*, 102206, *China*; 4. *Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering Co., Ltd.*, *Beijing*, 102206, *China*; 5. *School of Energy Resources*, *China University of Geosciences*(*Beijing*), *Beijing*, 100083, *China*)

Abstract: Although hot dry rock resources are abundant and hold immense potential, their development faces challenges such as high development difficulties and low commercial viability. Therefore, Chinese and international engineering practices of enhanced geothermal systems (EGSs) were systematically reviewed. By applying systematic analysis, comparative evaluation, and numerical simulation, a geology-engineering integrated evaluation system covering well network deployment, well completion and stimulation, and heat exchange monitoring was established to provide data support for the commercial development of EGS. Research indicates that a mature technological system has been established internationally, which is centered on horizontal injector-producer well groups, well factory platform drilling, zipper-style volumetric fracturing, and full-cycle multi-source monitoring. In contrast, existing Chinese demonstration projects primarily rely on vertical well stimulation. These projects face critical constraints such as poor inter-well connectivity, insufficient flow capacity, and unstable reservoir stimulation effects and have not yet achieved commercial breakthroughs. Based on the above comparison, a systematic and efficient development technology roadmap suitable for the deep hot dry rock geological conditions in China was proposed. This roadmap is guided by stress-constrained well trajectory optimization, matches reasonable well spacing with refined stage and

收稿日期：2025−10−13；**改回日期：**2026−05−27。

作者简介：刘红磊（1976—），男，河北景县人，1999 年毕业于石油大学（华东）石油工程专业，2007 年获中国石油大学（华东）油气田工程专业硕士学位，研究员，主要从事增产技术研究及现场应用推广等工作。E-mail：liuhl6.sripe@sinopec.com。

基金项目：中国石化科技攻关项目“福深热 1 井区钻井与热储改造技术研究”（编号：P25199）和“江汉盆地盐间页岩油有效动用关键技术研究”（编号：P24098）联合资助。

cluster design, adopts a medium-to-high displacement sand-adding volumetric fracturing process, and integrates a multi-source real-time fracture monitoring and closed-loop feedback control mechanism to establish an integrated “design-stimulation-evaluation-optimization” method for systematical reservoir stimulation of geothermal horizontal wells. This roadmap provides a theoretical foundation and a practical pathway for the efficient development of hot dry rock resources in China and the high-quality development of the geothermal industry.

Key words: hot dry rock; enhanced geothermal system; horizontal well; injector–producer well patterns; reservoir stimulation; circulating heat exchange; multi-source monitoring

干热岩(hot dry rock, HDR)是指埋藏于地球深部数千米，内部不存在或仅存在少量流体，温度高于 180 ℃，当前经济技术下可利用的高温热岩体[1]。全球干热岩资源潜力巨大，估算总能量超过 1×10^{26} J，约合 $3\ 400\times10^{12}$ t 标准煤。其中，美国资源量超过 1.3×10^{25} J，国内陆区深度 3～10 km 的干热岩资源总量达 2.52×10^{25} J。国际能源署预测，到 2030 年全球地热发电容量约为 22 GW，到 2055 年接近 60 GW。随着全球对清洁能源需求的持续增长，干热岩为未来重要的战略替代能源之一，多个国际项目在勘查试采方面取得初步进展[2−10]。

干热岩开发方面，欧美发达国家已进入规模化阶段。1973 年，美国率先启动全球首个干热岩研究项目；截至 2020 年，全球实施增强型地热系统(EGS)项目 60 余个，如法国 Soultz、德国 Landau 和澳大利亚 Habanero 等，早期多采用直井或大斜度井，有效改造体积有限，仅少数项目(如法国 Soultz 和德国 Landau)实现了商业化运营[11−12]。2020 年，美国能源部资助犹他大学开展前沿地热观测实验计划(Frontier Observatory for Research in Geothermal Energy，简称 FORGE 项目)，采用 2 口大斜度井及桥塞射孔分段压裂技术，推动了干热岩高效开发[13−16]。此后，美国 Fervo Energy 公司(以下简称 Fervo 公司)在 Project Red(以下简称 Red 项目)中采用双水平井分段压裂与高效换热，实现了 5 MW 的商业化发电[17−20]。随后的 Cape Station 项目(以下简称 Cape 项目)进一步迭代，3 个平台共部署 28 口井，采用“井工厂”平台钻井与“拉链式”体积压裂技术，显著提升了钻井效率，降低了成本，其中 Frisco 平台发电能力达 9.5 MW[21−25]。2025 年，美国能源部 Newberry EGS 项目团队将一口老井改造为注入井，并在 1.80 m 范围内精准钻探了一口深达 3 109 m 的定向生产井。结合专有的 Thermal Lattice™压裂技术、高温材料及冷却解决方案，在 2 口井之间成功完成了初步循环测试，标志着全球首个超高温增强型地热系统(EGS)储层的顺利建成，井底温度达到 331 ℃[26−30]。国内干热岩勘探开发亦取得重要进展。2017 年在青海共和盆地实现深部干热岩勘探突破[31−34]，2021 年河北唐山马头营完成国内首次干热岩试验性发电[35]。但整体而言，国内在深部地热工程技术与换热发电等领域仍处于起步阶段，与国际先进水平存在差距[36−38]。为此，笔者系统梳理了国内外 EGS 项目关键技术进展，总结归纳了干热岩商业化开发的核心技术体系，以期为国内干热岩水平井地热系统的高效开发提供技术参考。

1　干热岩注采系统工程概述

干热岩注采系统是通过“注入−加热−生产−处理−回注”的闭环流程将地下深部岩石中的热能持续不断地提取出来并加以利用的综合工程系统，其核心挑战在于创建一个高效、稳定、持久的地下热交换器，研究着重于“地下储层与井筒子系统”中的注采井网。

1.1　干热岩开发历程与现状

在全球 60 余个干热岩项目中，选取 16 个代表性案例，涵盖早期基础性实验与近年商业化示范工程，涉及多种地质环境、岩性及开发目标，系统展现其技术迭代路径(见表 1)。

研究表明，全球近 80% 的干热岩项目以花岗岩为主要目的层，埋深多介于 3～5 km，温度为 220～327 ℃，地温梯度 4～9 ℃/100m。花岗岩因热含量高、力学性质稳定，成为理想的热储岩性；少数项目(如美国 Fenton Hill 与 Desert Peak)选择结晶岩、砂岩或火山岩，探索不同岩性条件下的热储开发可行性。根据储层地质特征与不同阶段开发技术差异，将国外干热岩开发划分为 3 个阶段。

1)初期探索阶段(1974—2000 年)。全球开展了 20 余个试验项目，以美国 Fenton Hill 与英国 Rosemanowes 项目为代表，主要采用直井或大斜度井，重点验证水力压裂与循环换热的技术可行性，认为干热岩具备巨大的资源开发潜力，但受技术成熟度、经济性等因素制约，距离规模化商业开发仍存在显著差距。

表 1　国内外干热岩储层地质特征对比

Table 1　Comparison of geological characteristics of hot dry rock reservoirs in China and abroad

项目	时间	岩性	井深/km	温度/℃	温度梯度/(℃·(100m)$^{-1}$)	技术特征
美国Fenton Hill	1974—1995	结晶岩	3.7	238	6.5	全球最早HDR试验
英国Rosemanowes	1977—1991	花岗岩	2.2	70	3.2	
日本Hijiori	1986—2003	花岗闪长岩	2.2	270	12.3	
法国Soultz	1987—	花岗岩	4.6	210	4.6	经典EGS示范场
美国Desert Peak	2002—	火山岩	1.7	150	8.8	化学和水力压裂
澳大利亚Habanero	2003—	花岗岩	4.4	249	5.7	
德国Landau	2004—	花岗岩	3.0	150	5.0	德国首个EGS项目
瑞士Basel	2005—2009	花岗闪长岩	5.0	183	3.7	诱发微地震终止
美国Newberry	2009—	火山岩	3.1	331	10.7	全球首个超高温EGS项目
美国Geysers	2009—	变质砂岩	3.4	280	8.2	全球最大的常规地热场
韩国KiGam at Pohang	2010—	花岗闪长岩	4.1	121	3.0	韩国首个EGS示范项目
美国FORGE	2015—	花岗岩	2.6	225	8.7	EGS关键技术验证
美国 Red	2021—	千枚岩-花岗岩	2.5	175	7.0	EGS商业并网发电示范
美国Cape	2023—	花岗岩基底	3.0	195	6.5	百兆瓦级EGS商业开发
中国青海共和	2017—	花岗岩	3.7	236	6.4	我国首个HDR先导试验
中国唐山马头营	2018—	花岗岩	3.9	150	3.8	我国首次干热岩试验性发电

2）先导试验阶段（2000—2020 年）。随着全球能源需求攀升，30 余个项目重点开展热-力-化学耦合改造与多源监测技术集成应用，但暴露出改造体积有限、热短路、循环水损率高与诱发地震等问题，仅法国 Soultz、澳大利亚 Habanero 等 5 个项目实现商业开发，整体商业化程度较低。

3）成熟推广阶段（2020 年至今）。美国 FORGE 项目实现大斜度井多级分段压裂关键突破；Fervo 公司 Red 项目完成双水平井组的多级分段压裂与循环换热试验，实现商业化发电；Cape 项目采用“井工厂”多平台钻井与“拉链式”体积压裂，进一步提高了发电功率。

综合上述技术发展趋势与地热发电效果，干热岩开发技术已从直井可行性试验发展为以水平井注采井组、平台化体积压裂与多源监测为核心的工程体系，技术目标由“能否连通”推进到“提升换热效率与实现商业可行性”。

1.2　注采井网的布局策略与设计方法

为揭示干热岩项目从研究示范向商业化发展的驱动规律，以井眼轨迹、井组构成、水平段长度、水平位移与垂直高差等指标为核心，选取美国犹他州 FORGE、内华达州 Red、犹他州的 Cape、法国下莱茵 Soultz 和国内青海共和 5 个项目开展对比，相关参数见表 2。

表 2　干热岩井部署方式对比

Table 2　Comparison of deployment methods for hot dry rock wells

项目名称	井眼轨道设计	井组构成	斜井段或水平段长/m	水平位移/m	垂直高差/m
FORGE	水平段与最大水平主应力垂直	2口大斜度井与5口监测直井（下注上采）	457.20	0	91.44
Red	水平段与最大水平主应力垂直	2口水平井与1口监测直井（下注上采）	1 000.00	111.30	43.00
Cape	水平段与最大水平主应力垂直	3口水平井与1口监测直井（2注1采）	1 432.56	166.00	60.00
Soultz	直井/定向井为主	1口直井与2口定向井（1注2采）		600.00	0
青海共和	直井/定向井为主	1口直井与2口定向井（1注2采）		180.00～380.00	0

从总体设计看，FORGE、Red 与 Cape 项目均遵循“水平段走向与最大水平主应力垂直”的原则，促使裂缝沿最大主应力方向扩展，形成与井筒正交的高导流通道。Soultz 与青海共和项目采用直井与定向井组合的“一注两采”井网结构，其中 Soultz 注采井间距约 600.00 m，青海共和区块为 180.00～380.00 m。Soultz 项目的储层温度梯度高、天然微裂缝发育，且人工裂缝走向与最大水平主应力一致，换热效果良好，已实现商业化运行；青海共和项目尽管井距较近，经过多轮“压裂—循环”验证后仍未建立有效连通，尚未进入商业化生产。

美国 FORGE 项目采用 2 口大斜度注采井（下注上采）与 5 口监测直井的组合模式（见图 1）。实施过程分 3 个阶段：1）2017—2021 年，完成 5 口监测直井钻探；2）2021—2022 年，完成下部注入井 16A(78)−32 井（井深 3 348.80 m，垂深 2 608.80 m）的钻井与分段压裂；3）2023 年，完成上部生产井 16B(78)−32 井（井深 3 336.70 m，垂深 2 517.34 m）的钻井、压裂与循环测试。2 口注采井垂向高差 91.44 m，形成重力辅助的高效连通通道。

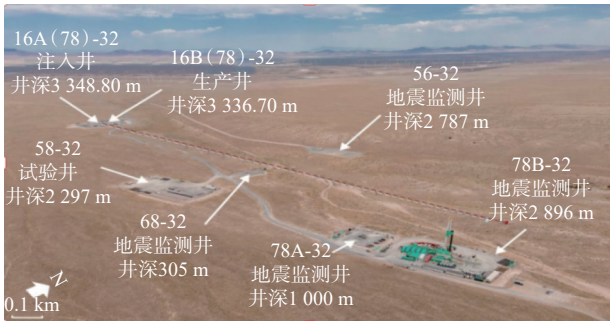


图 1　FORGE 项目井位分布[16]

Fig.1　Well location distribution in FORGE Project[16]

Red 项目采用双水平井分段压裂模式，部署 1 口直井监测井与 2 口水平井，采用“低位注入、高位采出”的换热方式。在直井获取地层与应力信息后，先钻首口水平井并压裂，再依据裂缝监测结果钻探第二口水平井，实现了从试验验证向商业化示范的关键跨越。

Cape 项目采用“井工厂”模式，部署 28 口井，其中 Frisco 平台布置 1 口直井与 4 口水平井，注采井组为“两注一采”，先完成监测井与全部水平井的批量钻井，再实施“拉链式”体积压裂，显著降低工程成本并扩大生产规模。

上述项目呈现出清晰的部署策略演进路径：在应力方位控制与监测约束下，井型由直/斜井向长水平井过渡，水平段长度从约 457 m 逐步增加至 1 433 m，注采井距稳定在百米量级，并普遍采用“低位注入—高位采出”的换热方式，体现出从试验探索向规模化、商业化开发的系统演进。在几何控制要素层面，井眼轨迹设计、水平位移与垂直高差的组合决定了井网在热储空间中的展布形态，直接控制着渗流场与温度场的匹配程度。

1.3　注采井网的建设时序规划与优化

早期以直井为主的 EGS 项目实践表明，尽管注采井组部署方位与最大水平主应力方向一致，但对地下储层认识不清，导致连通效率低，未能实现商业化换热，其中注采井网的建设顺序是关键因素。

我国青海共和项目采用顺序建井模式：首先，钻 GH−01 直井作为注入井并进行压裂，形成初始改造裂缝；随后，钻定向井 GH−02 和 GH−03，使其轨迹与 GH−01 井的人工裂缝实现几何交会；最后，对 2 口生产井实施压裂及循环测试，以建立与注入井的有效导流通道。

美国 FORGE 项目采用“试验—监测—改造—生产”的递进流程：先在直井开展压裂试验与监测，再完成大斜度注入井的多段压裂及生产井的钻完井。该干热岩试验井组施工时序为：2021 年 1—3 月，完成注入井 16A(78)−32 钻井作业；2022 年 4 月，开展 3 段无支撑剂压裂改造；2023 年 5—7 月，完成生产井 16B(78)−32 钻井施工，7 月开展两井间循环测试。2024 年 3—4 月，16A(78)−32 压裂段数由 3 段重复压裂扩至 10 段，对 16B(78)−32 井 1—5 段进行小体积压裂改造；4 月，2 口井开展 9 h 短期循环测试，8—9 月完成 28 d 长周期循环测试。

Red 项目进一步优化了井眼轨道设计，钻入直井监测井 73−22 井后，依次完成注入井 34A−22 井与生产井 34−22 井。其中，生产井井眼轨道基于三维地质、应力与温度场模型，结合压裂后改造体形态进行多靶点优化。完钻后，进行 37 d 循环试验，验证井间连通性。

Cape 项目采用平台化集中布井模式，在同一井场部署直井与多口水平井，并应用“拉链式”压裂工艺实现交替泵注，在保障改造连续性的同时，显著提升了作业效率[39]。

2　水平井组热储改造技术现状

2020 年之前，干热岩储层改造主要采用直井或斜度井长裸眼段压裂技术，裸眼段长度一般为

400～500 m。其技术特点可概括为：施工排量恒定且较低（3～5 m^3/min），注入液量大，作业周期长，通过阶梯式提升排量以激活天然裂隙系统；工艺上通常不加支撑剂，依赖剪切作用维持裂缝长期导流能力。然而，实践表明该方式所形成的单一主裂缝系统换热面积有限，难以满足商业化地热开发的基本需求。2020 年后，增强型地热系统（EGS）储层改造呈现集成化与创新化发展趋势，逐步形成以水平井多级分段压裂为核心的改造工艺。技术路径由直井小排量笼统压裂转向水平井大排量分段压裂，目标从“沟通天然裂缝”转变为“主动构建复杂裂缝网络”，显著提升了储层改造体积与井间连通效果。

2.1　完井方式与热储改造工艺

2.1.1　完井方式

不同于直井的裸眼完井，为了方便大规模体积改造，水平井普遍使用套管完井，根据施工限压选用合适的套管钢级，大多采用 ϕ177.8 mm 生产套管，以降低循环压耗[40–41]。

2.1.2　压裂方式

FORGE、Red、Cape 项目均借鉴非常规大规模体积改造，采用桥塞射孔联作工艺、多级分段加砂压裂方式，其中 FORGE 和 Red 项目均采用单井压裂。Cape 项目距离美国能源部的 FORGE 项目仅 1.5 km，借鉴 FORGE 项目基础数据及 Red 项目钻完井经验，Frisco 平台采用了降低成本、提高效率的“井工厂”平台钻井和“拉链式”压裂方式。

2.1.3　段簇划分

在段簇设计方面，各项目呈现从试验性验证向规模化开发的演进。FORGE 项目注入井 16A 采用等间距划分，改造段长 457 m，分 10 段，段长 45.7 m，簇间距 7.62～15.24 m；注入井 16B 基于 16A 压裂后 FDI（fracture-driven interactions）位置 TCP 射孔枪数量限制，改造段长 287 m，分 5 段 20 簇，段长 52.5 m，簇间距 9.0～13.1 m，以增强井间缝网连通性。Red 项目模拟结果表明，簇间距 9.14 m 时发电效果最优，缩小至 4.57 m 时效果改善有限。Cape 项目进一步扩大改造规模，3 口水平井共划分 80 段，平均段间距约 55.7 m，具有规模化开发特征。

总体而言，段簇设计由 FORGE 的“示范—验证”尺度（10 段与 5 段），发展为 Red 的依据监测结果优化分段（16～20 段），再演进至 Cape 的大规模均匀布段（80 段），反映出工程实践从试验探索向商业化开发的系统变化。

2.1.4　施工参数

为确定花岗岩等硬质储层压裂改造的最优工艺，FORGE 项目在注入井 16A 中进行了多变量对比试验，包括段塞体积、支撑剂位置、超轻支撑剂（ULWP）应用及压裂液类型，具体设计参数见表 3。Red 与 Cape 项目在此基础上进一步扩大施工规模，采用大排量、大液量作业模式。

表 3　FORGE 项目 16A 井 4—10 井段设计压裂参数

Table 3　Design fracturing parameters for sections 4–10 of Well 16A in FORGE Project

井段	簇数	流体类型	流体体积/m^3	泵注速率/（$m^3 \cdot min^{-1}$）	支撑剂体积/m^3		泵注时间/h	备注
					100目	40/70目		
4	1	滑溜水	636	5.6	16.5	24.1	2.5	
5	1	XLCMHPG	636	5.6	16.5	24.1	2.5	
6	1	XLCMHPG	636	5.6	16.5	24.1	2.5	
7	4	XLCMHPG	2 544	12.7	66.0	96.5	4.0	多簇评估，簇间距15.24 m
8	8	XLCMHPG	5 088	12.7	132.1	193.1	7.0	多簇评估，簇间距7.62 m
9	8	滑溜水	5 088	12.7	132.1	193.1	7.0	多簇评估，簇间距7.62 m
10	1	滑溜水	819	5.6	37.4（30/80目）		2.5	评估30/80目超轻支撑剂

1）施工规模逐步提升。FORGE、Red 与 Cape 的用液强度依次为 8.5，46.3 及 56.0 m^3/m，加砂强度依次为 2.40，2.96 及 3.13 m^3/m，呈递增趋势。

2）施工排量阶梯增加。FORGE 项目采用变排量施工（5.6～12.7 m^3/min），而 Red 与 Cape 项目采用恒定高排量，均为 15.9～18.1 m^3/min。

3）加砂方式与粒径组合动态优化。3 个项目均采用连续加砂模式，支撑剂组合主要选用 70/140 目和 40/70 目石英砂，从 FORGE 项目到 Red 项目，大粒径占比增加，40/70 目石英砂的占比由最初的

40% 逐步增加为 60%，并随着缝网监测的实时反馈结果进行小幅度动态调整，以满足在高温高压条件下获得更稳定的长期导流的需求。

FORGE 项目 16A(78)−32 井 3R—10 段压裂施工曲线如图 2 所示，多数段施工顺利，仅 6 段、7 段由于注入压力达到限压未能泵送支撑剂，分析原因为花岗岩基底存在地质差异。

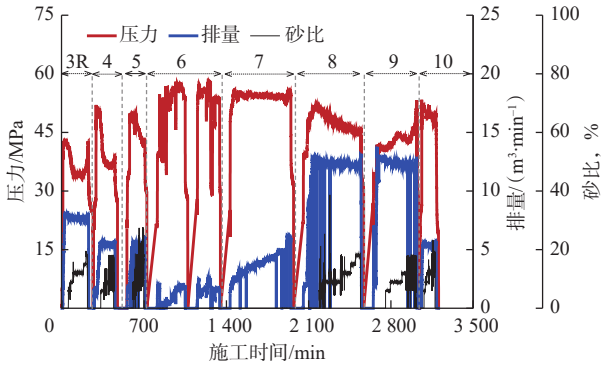


图 2　FORGE 项目 16A(78)−32 井 3R—10 段压裂施工曲线

Fig.2　Fracturing operation curve for interval 3R–10 of Well 16A(78)−32 in FORGE Project

Red 项目注入井 34A−22 井各段施工均顺利完成，典型施工曲线如图 3 所示。

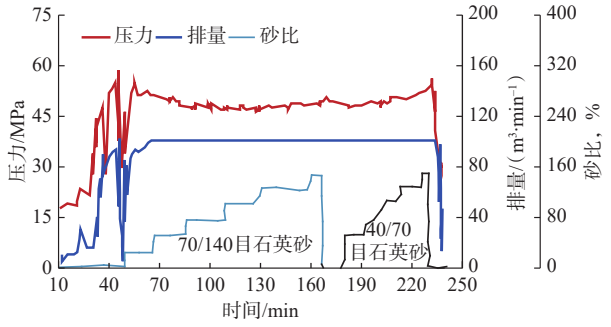


图 3　34A−22 井第 7 段压裂施工曲线

Fig.3　Fracturing operation curve for the seventh interval of Well 32A−22

4）布缝方式因地制宜。FORGE 项目因大斜度井前端改造难度大，试验性采用前短后长“梯形”布缝；Red 项目为保障水平段中部改造及换热效果，采用中部长、两端短的“纺锤体型”布缝；Cape 项目 Frisco 平台 3 口水平井需大规模体积改造，采用“均匀”布缝，但因趾端邻近 FORGE 区域，前几段施工规模有所控制。在裂缝构建与导流能力方面，协同优化压裂段数、簇间距与施工排量、加砂量等参数，是控制缝网复杂度与导流能力的关键。

2.1.5　压裂材料

水平井压裂液体系初期以胍胶类为主，如 FORGE 项目采用滑溜水与羧甲基羟丙基胍胶（XLCMHPG）体系，后者黏度高、携砂性能强。随着施工排量提升，对黏度需求降低，滑溜水逐渐成为主流，其携砂能力已可满足施工要求。Newberry 项目在压裂液中加入高黏度减阻剂（HVFR），以增强支撑剂输送能力，并降低高温对压裂液黏度的损害[26]。

花岗岩在盐酸中溶蚀率较低，热储改造中盐酸使用较少。但基于岩性差异或钻井液污染，部分项目采用酸化预处理，如 Red 项目在前置液阶段注入质量分数 15% 的盐酸 30 m^3。

桥塞是水平井分段压裂的关键工具，要求具有耐高温、耐高压、作业时间长、易钻除和规格系列全等特点。Cape 项目采用适用于 ϕ177.8 mm 套管的铝制桥塞与复合桥塞。复合桥塞的可钻性更优，钻除时间缩短约 50%。

针对常规射孔工具难以承受超高储层温度的问题，Newberry 项目选用了水力喷射射孔技术[26]。

2.2　裂缝监测系统

干热岩地热资源的开发高度依赖人工裂缝网络的精准构建与长效维护。利用集成监测系统实时获取储层动态变化，支撑压裂设计与生产调控。

2.2.1　裂缝监测技术

早期干热岩热储改造主要采用微地震监测、井下温压传感与示踪剂分析。微地震可实时反映破裂位置与裂缝展布；温压传感提供关键位置的动态数据；示踪剂通过返出特征识别连通路径、估算储集体积与裂缝表面积。这些传统技术在优化压裂设计与提升换热体积方面发挥了重要作用，但对裂缝形态的精细刻画与实时评估能力有限。

分布式光纤测井是近年发展迅速的技术，通过敷设光纤获取温度（DTS）、声学（DAS）与应变（DSS）信号，支撑压裂分析、注采诊断、井筒完整性评估及长效监测，在监测范围与数据准确性方面优于传统方法，但光纤易损、部署成本高，仍难以完全替代传统技术。

为满足长期监测需求，FORGE、Red 及 Cape 项目均在监测井与生产井中部署永久式光纤传感系统及井下温压传感器，敷设方式则因地制宜：FORGE 项目将 3 根光纤电缆固定于生产井套管外侧并固井，通过电缆测井精确定位，避免射孔损伤[13]；Red 项目采用金属管内置光纤结构，将含 2 根单模和 2 根多模光纤的金属管浇筑于套管后方，实现井内及跨井的温度、声波与应变信号同步采集[22]；Cape 项目在监测井安装永久式光纤，水平井使用直

通光纤(Express),在保障数据质量的同时降低建设与运维成本[22]。

2.2.2　裂缝监测效果

通过可靠的监测技术可精准刻画首口水平井压裂形成的微地震云,为第二口井的轨迹部署提供关键依据。FORGE 与 Red 项目整合监测井及首口注入井的分布式声学与温度数据,反演裂缝起裂、进液分布、支撑剂铺置及温度场变化,结合井间应变数据评估储层改造体积(SRV)的空间展布,指导生产井轨迹与微地震云区域有效交集。Red 项目实践结果验证了该方法的可靠性:34−22 生产井钻井过程中,14 个区段返出岩屑中均检测到来自 34A−22 注入井的支撑剂,证实 2 口井之间已形成高效热连通。

干热岩水力压裂诱发地震风险较高,全过程实时监测尤为必要。地震活动与孔隙压力密切相关,事件数量及震级随压力升高而增加,压力稳定后减弱。通过垂直监测井中的分布式声学传感系统结合边缘计算,动态调整生产策略,确保震级低于交通灯系统(TLS)安全阈值。3 个项目增产作业均未触发 TLS 告警,其中 FORGE 项目多数实时事件震级低于−0.5,最大记录震级 1.85;生产井 16B(78)−32 压裂期间微地震事件显著减少,因其裂缝多与邻近注入井 16A(78)−32 原有缝网连通,未大量开启新缝。

双水平井连通换热伴随温度、压力及流量场剧烈变化,需全周期监测与适时调控。借助光纤监测数据,可验证单簇起裂、量化簇间进液与支撑剂分布,表征注入井与生产井间的流动规律,指导注采调整。Red 项目 34A−22 井射孔簇在不同岩性中起裂率达 100%,如图 4 所示,6 个射孔簇在压裂时均显示起裂(DAS 信号)与簇内流量(DTS 信号);循环测试显示水平段流体分布均匀,未出现跟端偏向,流量均匀性指数为 73%[22]。

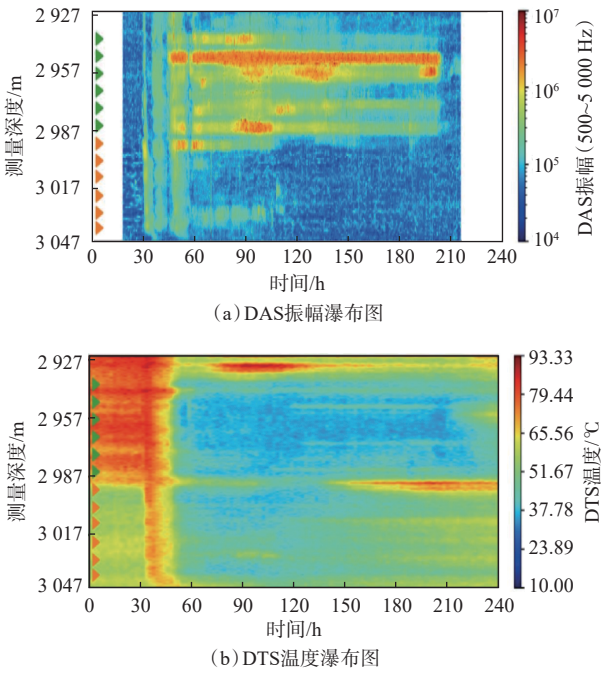


图 4　Red 项目光纤监测 DAS 及 DTS 瀑布图[22]

Fig.4　Waterfall charts of DAS and DTS for fiber optic monitoring in Red Project[22]

2.3　循环换热技术

统计表明,3 个项目的循环换热试验均获成功,整体呈现生产井出水温度高、流量大及注入井压力低的特征(见表 4)。随着水平段长度与储层改造规模增加,产水量显著上升,发电功率同步提升。储层传导率与水平段长度及裂缝带数量近似呈线性关系;水平段长度增加,有助于扩大换热体积、提高产水量,从而增强系统换热效率[39]。因此,未来 EGS 工程设计中,水平段长度将进一步延长至 1 524～2 286 m(5 000～7 500 ft)。

表 4　干热岩水平井组热储改造换热效果对比

Table 4　Comparison of heat exchange effects of reservoir stimulation for horizontal well groups in hot dry rock

项目	裂缝覆盖体积/10^6m^3	注入压力/MPa	生产井流量/(m^3·h^{-1})	生产井水温/℃	发电功率/MW
FORGE	132.1	1.72	84.6	193	1.7
Red	114.7	6.80～13.60	226.8	169(最大)	5.0
Cape	149.9	13.80～15.90	334.8	195	9.5

Red 项目在为期 37 d 的注采换热试验中,完成了恒定速率注入及压降测试、循环条件测试、示踪剂测试、稳态性能测试、负荷跟踪可调度性测试、井筒产能曲线与第二次稳态性能测试等 7 个阶段。结果表明,注入井与生产井间的循环速率与压力响应迅速,证实井间已建立高导流能力的水力连通通道[41]。2023 年 10 月,Red 项目实现与蓝山发电厂并网发电,已持续商业运行超 6 200 h,未出现热衰减。

Cape 项目发电总输出功率设计为 400 MW。其中,Frisco 平台在注入压力 13.8～15.9 MPa 下,生产

井初期流量约 432 m^3/h、温度 187.2 ℃，稳定后流量维持在 334.8 m^3/h 以上，是 Red 项目单井产量的 3 倍。在 30 d 生产测试中，出水温度升至约 195 ℃，机组峰值功率超 12 MW，稳定输出 8～10 MW，预计整体发电密度可达 9.5 MW/km^2。在经济性与产能响应方面，生产井流量的提升依赖有效缝网连通与低阻流动路径的建立，但其增幅受注入压力上限与热储应力敏感性的约束。

3　技术启示与发展建议

3.1　技术启示

截至 2020 年，全球 60 余个干热岩增强型地热系统（EGS）项目商业化不足 10%，主要归根于储层改造体积有限、裂缝导流能力不足或井间连通性差，这些项目多采用“直井+裸眼完井+小排量不加砂”技术路线。也有部分 EGS 项目因水损率高、诱发地震或经济性不佳等原因被迫中止。

2020 年后，以美国 FORGE、Red、Cape 为代表的示范项目转向以“水平井+大规模体积压裂+实时监测”为核心的“井工厂”集约化模式，采用水平段长度逐步增加、井间距合理控制及“低位注入—高位采出”的换热方式，并配套实时监测手段，保障了井间连通性与换热效率。

干热岩加砂压裂不能简单复制页岩气模式。Rosemanowes 项目曾尝试注入支撑剂，但热提取模拟表明，支撑裂缝易形成优势通道，诱发热短路风险[42]。加砂应作为“剪切自支撑”的辅助手段，通过精心设计的辅助加砂，在维持储层长期换热效率与获得短期高导流能力之间寻求平衡。

与美国相比，国内深层干热岩储层埋藏更深（深度大于 4 000 m），地温梯度偏低（3.2～4.8 ℃/100m），面临更为复杂的地质环境，亟需构建适用于深层高温、致密硬岩特性的热储改造技术体系。

超深钻井要根据地温梯度与目标储层温度（≥200 ℃）反算经济埋深上限，定量指导钻井深度设计，以弥补地温梯度不足对热储经济性的影响。

国内当前试验（如共和盆地）单井注液量约 1×10^4 m^3，已接近国外早期水平。但参考 Red 和 Cape 项目的高强度热储改造，需基于地应力差、天然裂缝发育程度及裂缝扩展模拟结果反算压裂排量、液量与加砂强度，实现由地质条件约束向“分段数—簇间距—缝网复杂度”工程参数的定量转化。

合理的井间距是实现高效热开采和避免热突破的关键。井间距设计需以地应力方向约束水平井轨迹方位，以天然裂缝间距与压裂裂缝半长综合确定井距下限，采用“先导试验+实时监测+动态调整”策略，形成基于地质与监测数据定量校正的井距优化闭环。国内当前处于试验阶段，初步建议水平井间距 200～400 m，直井或定向井间距 400～600 m。

根据储层温度分布与作业时长需求，建立压裂工具短期耐温（200 ℃）与完井/生产工具长期耐温（≥250 ℃）的分级选型标准，实现地质温度条件与工具性能指标的精准匹配。

3.2　发展建议

为实现国内干热岩资源的规模化商业开发，需开展工程与地质一体化攻关，持续探索热储有利区，构建适用于国内深层干热岩的水平井地热系统热储改造技术方法，并大幅降低开发成本[43–45]。建议重点推进以下方向的科技攻关：

1）地质工程一体化闭环技术体系构建。推动从资源评价、井位部署到压裂监测的全流程一体化，实现三维地质模型、温度场与地应力场数据与压裂后 SRV、光纤监测及微地震响应的深度融合，以优化井眼轨迹与段簇划分设计。

2）干热岩裂缝破裂力学机理研究。开展高温高压下致密硬岩的裂缝起裂与扩展物理模拟实验，建立高温岩体复杂裂缝扩展模型，揭示岩石变形破坏特征、热储裂缝延伸机制及不同裂缝模式下的导流能力保持规律。

3）水平井复杂缝网热储改造技术。发展井组尺度多场耦合的裂缝扩展数值模拟方法，以最大化缝网连通体积为目标，系统研究排量策略、注入方式与加砂模式对储层改造效果的影响，优化整体施工方案。

4）耐高温分段压裂工具研发。重点提升桥塞在高温高压环境下的性能，确保结构稳定与密封可靠。

4　结束语

通过调研全球干热岩 EGS 发展历程，特别是对比与分析 2020 年前后技术路线，系统揭示了国内实现深层干热岩资源商业化开发所面临的独特挑战与创新路径。传统的“低排量、裸眼完井、不加砂”技术路线是导致早期 EGS 项目商业化受阻的关键制约，而以“水平井+大规模体积压裂+实时监测”为核心的“井工厂”式集约化技术体系展现出巨大潜力。为此，研究提出的技术体系与发展建议，为

国内突破深层干热岩商业化开发的技术壁垒提供了战略方向，对推动国内能源结构转型、实现深部地热资源的自主可控具有理论与工程实践意义。

参　考　文　献

References

[1] 陈作，张保平，周健，等. 干热岩热储体积改造技术研究与试验[J]. 石油钻探技术，2020，48(6)：82–87.
CHEN Zuo, ZHANG Baoping, ZHOU Jian, et al. Research and test on the stimulated reservoir volume technology of hot dry rock[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(6): 82–87.

[2] 许天福，文冬光，袁益龙. 干热岩地热能开发技术挑战与发展战略 [J]. 地球科学，2024，49(6)：2131–2147.
XU Tianfu, WEN Dongguang, YUAN Yilong. Technical challenges and strategy of geothermal energy development from hot dry rock[J]. Earth Science, 2024, 49(6): 2131–2147.

[3] 李德威，王焰新. 干热岩地热能研究与开发的若干重大问题 [J]. 地球科学，2015，40(11)：1858–1869.
LI Dewei, WANG Yanxin. Major issues of research and development of hot dry rock geothermal energy[J]. Earth Science, 2015, 40(11): 1858–1869.

[4] 陈作，刘红磊，李英杰，等. 国内外页岩油储层改造技术现状及发展建议 [J]. 石油钻探技术，2021，49(4)：1–7.
CHEN Zuo, LIU Honglei, LI Yingjie, et al. The current status and development suggestions for shale oil reservoir stimulation at home and abroad[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 1–7.

[5] 王培义，李红岩. 干热岩资源勘查开发技术现状与发展趋势分析[J]. 世界石油工业，2025，32(6)：69–78.
WANG Peiyi, LI Hongyan. Analysis of the status and development trends of hot dry rock resource exploration and development technologies[J]. World Petroleum Industry, 2025, 32(6): 69–78.

[6] 孙焕泉，方吉超，罗璐，等. 干热岩型地热开发技术与发展方向[J]. 地学前缘，2026，33(4)：340–356.
SUN Huanquan, FANG Jichao, LUO Lu, et al. Development technologies and future directions for hot dry rock geothermal energy[J]. Earth Science Frontiers, 2026, 33(4): 340–356.

[7] 李根生，武晓光，宋先知，等. 干热岩地热资源开采技术现状与挑战 [J]. 石油科学通报，2022，7(3)：343–364.
LI Gensheng, WU Xiaoguang, SONG Xianzhi, et al. Status and challenges of hot dry rock geothermal resource exploitation[J]. Petroleum Science Bulletin, 2022, 7(3): 343–364.

[8] 陈作，赵乐坤，卫然，等. 深层地热热储改造技术进展与发展建议[J]. 石油钻探技术，2024，52(6)：10–15.
CHEN Zuo, ZHAO Lekun, WEI Ran, et al. Technical advancements and development suggestions of geothermal heat reservoir stimulation in deep formations[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(6): 10–15.

[9] 李世昌，柳贡慧，赵云飞，等. 对接井技术应用于干热岩高效开发的可行性分析与展望 [J]. 特种油气藏，2025，32(2)：1–11.
LI Shichang, LIU Gonghui, ZHAO Yunfei, et al. Feasibility analysis and prospects of the application of interwell connection technology in the efficient development of dry hot rock[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2025, 32(2): 1–11.

[10] 张世昆，陈作. 人工智能在压裂技术中的应用现状及前景展望[J]. 石油钻探技术，2023，51(1)：69–77.
ZHANG Shikun, CHEN Zuo. Status and prospect of artificial intelligence application in fracturing technology[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(1): 69–77.

[11] HELD S, GENTER A, KOHL T, et al. Economic evaluation of geothermal reservoir performance through modeling the complexity of the operating EGS in Soultz-sous-Forêts[J]. Geothermics, 2014, 51: 270–280.

[12] 王贵玲，陆川. 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 [J]. 地质与资源，2023，32(1)：85–95，126.
WANG Guiling, LU Chuan. Stimulation technology development of hot dry rock andenhanced geothermal system driven by carbon neutrality target[J]. Geology and Resources, 2023, 32(1): 85–95,126.

[13] CARPENTER C. Study details 2024 enhanced geothermal system hydraulic fracturing campaign at Utah FORGE[J]. Journal of Petroleum Technology, 2025, 77(6): 1–3.

[14] FLECKENSTEIN W W, KAZEMI H, MISKIMINS J L, et al. Development of multi-stage fracturing system and wellbore tractor to enable zonal isolation during stimulation and EGS operations in horizontal wellbores: third year progress report[R]. SPE 220758, 2024.

[15] HORNE R, GENTER A, MCCLURE M, et al. Enhanced geothermal systems for clean firm energy generation[J]. Nature Reviews Clean Technology, 2025, 1(2): 148–160.

[16] 李宽，施山山，张恒春，等. 美国干热岩大斜度定向井关键技术与应用 [J]. 钻采工艺，2025，48(2)：66–73.
LI Kuan, SHI Shanshan, ZHANG Hengchun, et al. Key technology and application of highly deviated directional well drilling in hot dry rock in USA[J]. Drilling & Production Technology, 2025, 48(2): 66–73.

[17] FERCHO S, NORBECK J, MCCONVILLE E, et al. Geology, state of stress, and heat in place for a horizontal well geothermal development project at Blue Mountain, Nevada[C]//Proceedings of the 48th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford: Stanford University, 2023: 1-16.

[18] TITOV A, DADI S, GALBAN G, et al. Optimization of enhanced geothermal system operations using distributed fiber optic sensing and offset pressure monitoring[R]. SPE 217810, 2024.

[19] TITOV A, NORBECK J, DADI S, et al. Case study: completion and well placement optimization using distributed fiber optic sensing in next-generation geothermal projects[R]. URTEC 3852680, 2023.

[20] NORBECK J, LATIMER T, GRADL C, et al. A review of drilling, completion, and stimulation of a horizontal geothermal well system in north-central Nevada[C]//Proceedings of the 48th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford: Stanford University, 2023: 1-25.

[21] CARPENTER C. Record-breaking enhanced geothermal system designed for Project Cape, Utah[J]. Journal of Petroleum Technology, 2026, 78(3): 1–4.

[22] SRINIVASAN A, WU Kan, JIN Ge, et al. Characterizing fracture geometry using integrated fiber-optic strain data from horizontal and vertical monitoring wells: a case study in enhanced geothermal systems[R]. URTEC 4258573, 2025.

[23] SINGH A, GALBAN G, MCCLURE M, et al. Designing the record-breaking enhanced geothermal system at Project Cape[R]. URTEC 4245311, 2025.

[24] FERCHO S, MATSON G, MCCONVILLE E, et al. Geology, temperature, geophysics, stress orientations, and natural fracturing in the Milford Valley, UT informed by the drilling results of the first horizontal wells at the Cape Modern Geothermal Project[C]//Proceedings of the 49th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford: Stanford University, 2024: 1-12.

[25] FERCHO S, NORBECK J, DADI S, et al. Update on the geology, temperature, fracturing, and resource potential at the Cape Geothermal Project informed by data acquired from the drilling of additional horizontal EGS wells[C]//Proceedings of the 50th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford: Stanford University, 2025: 1-13.

[26] GRUBAC G, GULLICKSON G, BONNEVILLE A, et al. Enhanced geothermal system propped stimulation >300 ℃: from design to implementation phase I[R]. SPE 228078, 2025.

[27] GHASSEMI A, RATNAYAKE R. Hydraulic fracturing in geothermal reservoirs: the Utah FORGE EGS and Newberry superhot projects[R]. SPE 223576, 2025.

[28] ZI Xian Leong, ZHU Tieyuan. Deep learning based microearthquake location prediction at Newberry EGS using physics-informed synthetic dataset[R]. SEG-2023-3910882, 2023.

[29] PERMATA I A, AZRA N T. Compressive failure model to distinguish different type of breakouts in EGS wells: a Newberry case study[R]. ARAM-2019-0495, 2019.

[30] EL-RABAA W M, ABASS H H, ASHER G B, et al. Implementation of thermal lattice stimulation technique in 315 ℃ geothermal reservoir to increase fracture complexity[R]. SPE 228048, 2025.

[31] 张超, 胡圣标, 宋荣彩, 等. 共和盆地干热岩地热资源的成因机制：来自岩石放射性生热率的约束 [J]. 地球物理学报, 2020, 63(7)：2697–2709.
ZHANG Chao, HU Shengbiao, SONG Rongcai, et al. Genesis of the hot dry rock geothermal resources in the Gonghe Basin: constraints from the radiogenic heat production rate of rocks[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2020, 63(7): 2697–2709.

[32] 张超, 冯庆达, 张盛生, 等. 共和盆地东北部现今热流特征及其对干热岩资源分布的启示 [J]. 地球物理学报, 2025, 68(9)：3503–3518.
ZHANG Chao, FENG Qingda, ZHANG Shengsheng, et al. Characteristics of the present-day heat flow in the northeastern Gonghe Basin, northeastern Tibetan, and its implications for the distribution of hot dry rock resources[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2025, 68(9): 3503–3518.

[33] 张二勇, 金显鹏, 张林友, 等. 青海共和盆地干热岩储层天然裂缝对水力压裂裂缝的影响 [J]. 工程地质学报, 2025, 33(5)：1760–1773.
ZHANG Eryong, JIN Xianpeng, ZHANG Linyou, et al. Influence of natural fracture on hydraulic-fracture propagation of hot dry rock reservoir within the Gonghe Basin[J]. Journal of Engineering Geology, 2025, 33(5): 1760–1773.

[34] 王璜. 复杂地应力和天然裂隙背景下的干热岩水力压裂机理研究：以青海共和盆地为例 [D]. 武汉：中国地质大学, 2024.
WANG Huang. Study on hydraulic fracturing mechanism of hot dry rock under complex geostress and natural fractures: a case study of Gonghe Basin, Qinghai Province[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2024.

[35] 张云, 高亮, 田增霞, 等. 唐山马头营干热岩 M-2 井钻井工艺 [J]. 中国地质调查, 2023, 10(1)：118–124.
ZHANG Yun, GAO Liang, TIAN Zengxia, et al. Drilling technology of Well M-2 in Matouying dry hot rock of Tangshan[J]. Geological Survey of China, 2023, 10(1): 118–124.

[36] 刘红磊, 周林波, 陈作, 等. 中国石化页岩气电动压裂技术现状及发展建议 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(1)：62–68.
LIU Honglei, ZHOU Linbo, CHEN Zuo, et al. The up-to-date electric shale gas fracturing technologies of Sinopec and suggestions for further improvements[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(1): 62–68.

[37] 李根生, 熊超, 黄中伟, 等. 干热岩钻井技术发展现状与建议 [J]. 石油学报, 2026, 47(1)：279–293.
LI Gensheng, XIONG Chao, HUANG Zhongwei, et al. Development status and recommendations for hot dry rock drilling technology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2026, 47(1): 279–293.

[38] 孙焕泉, 王敏生, 光新军, 等. 中国石化“十四五”石油工程技术进展与发展方向 [J]. 石油钻探技术, 2025, 53(6)：1–17.
SUN Huanquan, WANG Minsheng, GUANG Xinjun, et al. Advances and prospects of Sinopec's petroleum engineering technology during “14th Five-Year Plan” period[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2025, 53(6): 1–17.

[39] MOORE J, McLENNAN J, PANKOW K, et al. Current activities at the Utah Frontier Observatory for Research in Geothermal Energy (FORGE): a laboratory for characterizing, creating and sustaining enhanced geothermal systems[R]. ARMA-2023-0749, 2023.

[40] EL-SADI K, GIERKE B, HOWARD E, et al. Review of drilling performance in a horizontal EGS development[C]//Proceedings of the 49th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford: Stanford University, 2024: 1-6.

[41] MCCLURE M W. Preliminary analysis of results from the Utah FORGE Project[C]//Proceedings of the 50th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford: Stanford University, 2025: 1-14.

[42] PARKER R. The Rosemanowes HDR project 1983-1991[J]. Geothermics, 1999, 28(4/5): 603–615.

[43] 乔勇, 陈龙, 左银辉, 等. 清丰地区浅—中深层地热成因机制及资源潜力分析 [J]. 断块油气田, 2025, 32(6)：960–966.
QIAO Yong, CHEN Long, ZUO Yinhui, et al. Analysis of genetic mechanism and resource potential of shallow to medium-deep geothermal energy in Qingfeng Area[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2025, 32(6): 960–966.

[44] 车阳, 刘宝凯, 郭金玉, 等. 地热 U 型井磁导向钻井连通关键技术 [J]. 石油钻采工艺, 2025, 47(3)：289–295.
CHE Yang, LIU Baokai, GUO Jinyu, et al. Key technologies for magnetic guidance drilling connection of geothermal U-shaped wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2025, 47(3): 289–295.

[45] 杨正大, 任铄文, 林日亿. 中深层地热开发利用技术研究进展 [J]. 世界石油工业, 2025, 32(4)：66–78.
YANG Zhengda, REN Shuowen, LIN Riyi. Progress of research on medium and deep geothermal development and utilisation technology[J]. World Petroleum Industry, 2025, 32(4): 66–78.

[编辑　滕春鸣]