

DOI: 10.11830/ISSN.1000-5013.202403004



CO₂ 封存诱发近断层活化机制研究进展

禹海涛^{1,2}, 张改², 闫晓²

(1. 同济大学 土木工程防灾减灾全国重点实验室, 上海 200092;

2. 同济大学 地下建筑与工程系, 上海 200092)

摘要: 文中梳理了 CO₂ 地质封存诱发地震活动的典型案例和总体进展,并结合注入诱发断层失稳理论,系统阐述热-流-力-化多场耦合作用下的 CO₂ 封存诱发近断层活化机理,探讨不同物理过程对断层活化的关键影响因素,指出目前研究存在的问题和亟待突破的研究方向。研究表明:CO₂ 地质封存诱发地震活动与孔隙压力扩散、非等温效应及地球化学反应等物理过程紧密相关;相较于注水活动,CO₂ 注入触发了涉及多相流动状态、焦耳-汤姆逊效应、CO₂ 溶解放热及 CO₂-地层盐水-岩体化学作用等一系列复杂多物理场耦合过程;实际断层活化及剪切破坏的发生是这些过程协同作用的结果,并受到地层应力状态和断层属性的控制,以及注入策略和注入位置的影响。今后研究工作需要在基础理论研究和应用实践层面全面考虑热-流-力-化多场耦合效应,加强封存场地地质构造勘查,并发展多模式的流体注入策略,这对理解 CO₂ 注入诱发近断层活化机制进而实现地震活动的精确预测至关重要。

关键词: 碳封存; 断层活化; 孔隙流体压力; 非等温效应; 地球化学反应

中图分类号: X 78; P 315.728 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-5013(2024)02-0136-14

Research Progress on Mechanism of Near-Fault Reactivation Induced by CO₂ Geological Storage

YU Haitao^{1,2}, ZHANG Gai², YAN Xiao²

(1. State Key Laboratory of Disaster Reduction in Civil Engineering, Tongji University, Shanghai 200092, China;

2. Department of Geotechnical Engineering, Tongji University, Shanghai 200092, China)

Abstract: The typical cases of seismicity monitored in CO₂ geological storage (CGS) projects are summarized. Combining the theory of injection-induced fault instability, the mechanism of near-fault reactivation under the effect of thermo-hydro-mechanical-chemical (THMC) coupling during the storage process is investigated. The key factors of various physical processes influencing fault reactivation are discussed, the current research challenges and perspectives are also pointed out. Research results indicate that fault reactivation induced by CO₂ storage is related with pore pressure perturbation, non-isothermal effect and geochemical reactions; compared with water-injection activities, the characteristics of CO₂ injection includes multiphase flow, the Joule-Thomson effect, dissolution heat release, and CO₂-brine-rock interaction; The induced fault reactivation is the result of the synergistic effects of these processes, and is controlled by the geo-stress and fault properties, is also influenced by injection strategy and location. Future research efforts should pay more attention on the THMC coupling, the exploration of geological characteristics, and the development of multi-mode CO₂ injection strategies at both the fundamental theoretical research and practical application. This foundational re-

收稿日期: 2024-03-01

通信作者: 闫晓(1994-),女,博士后,主要从事 CO₂ 地质封存诱发地震的研究。E-mail: xiao_yan@tongji.edu.cn。

基金项目: 国家重点研发计划项目(政府间国际科技创新合作)(2022YFE0128400); 国家自然科学基金青年基金资助项目(42307209)

research is essential to understand the mechanisms of near-fault reactivation induced by CO₂ injection, and to reliably assess seismic activity.

Keywords: carbon storage; fault reactivation; pore pressure; non-isothermal effect; geochemical reactions

为有效应对全球气候变暖的突出性环境问题,CO₂ 地质封存(CO₂ geological storage, CGS)已成为未来能源战略和碳减排战略的重要组成部分,并受到国际社会的高度关注^[1-3]。该技术的基本原理是将收集处理后的 CO₂ 以超临界态注入到地下咸水层、衰竭油气田、深部不可开采煤层或玄武岩含水层等地质构造中,以实现 CO₂ 的永久封存^[2,4]。这一过程势必引起深部地层流体压力增加和岩石变形,并可能引起已有断层活化、诱发地震,从而威胁碳封存层安全并降低碳封存效率^[5-8]。因此,深刻理解 CO₂ 注入诱发已有断层活化的机理及其影响因素是降低诱发地震风险的关键。

近年来随着全球范围内 CGS 项目增多,与之相关的地震活动亦呈增加趋势。这些诱发地震事件涉及多物理场耦合过程,包括岩石力学、流体流动、非等温效应和地球化学反应等,是多种机制共同作用的结果^[9-12]。具体来说,CGS 项目中大规模高压流体注入导致储层孔隙压力及温度场发生明显扰动,孔隙压力的增大和温度的降低都会降低已有断层上的有效应力^[13-14],并且 CO₂-地下盐水-岩体的地球化学反应会对岩层水力特性和机械性能进行改造,从而增加断层失稳的不确定性^[15]。此外,在断层发生破坏或引发地震事件后,地应力会进行重新调整。从地质条件来看,应力状态和断层属性等构造因素,如水文地质属性、岩石力学属性和围岩岩性,控制着多物理场耦合作用下的已有断层弹塑性响应^[6,16-18];从人为控制因素来看,流体注入策略和注入位置,如注入压力、注入体积、注入温度和总注入量等进一步影响地震发生的特征^[5,19]。

CGS 项目中注入储层深部的 CO₂-地下盐水-岩体相互作用的多场耦合过程,与工业废液回注、油气增产、地热开发等注水工程明显不同,这使得其诱发近断层活化机制也区别于注水工程。文中围绕 CO₂ 注入诱发近断层活化机制,首先介绍地质碳封存诱发地震事件的典型案例,再根据注入诱发断层失稳的基本理论,重点分析孔隙压力扩散、非等温效应和地球化学反应主导的断层活化机制及其影响因素,可为地质碳封存项目的安全可持续性发展乃至实现双碳目标提供理论指导。

1 CO₂ 封存项目诱发地震典型案例

目前为止,全球已建、在建和计划建设的 CGS 项目超过 300 个,已在多个地区观测到^[1]与之相关的诱发地震活动,如表 1 所示。表 1 中:CO₂-EOR 指二氧化碳气驱强化采油。

表 1 CO₂ 封存项目诱发地震活动案例

Tab. 1 Cases of seismics induced by CGS projects

项目	类别	储层岩性	诱震特征
Sleipner 气田	CGS	砂岩	M-2~M-3 级地震
In Salah 气田	CGS	石炭系砂岩	超 1000 次地震活动,最大震级为 M-0.5
Weyburn 油田	CO ₂ -EOR	碳酸盐岩	近 100 次 M-1~M-3 级地震
Decatur 项目	CGS	砂岩	10123 次 M-1~M-2 级微震,注入井相距 2km 时诱发 5.3 级地震
Cogdell 油田	CO ₂ -EOR	碳酸盐岩	105 次震级 M≥1 的地震,18 次 M-3~M-4.4 级地震
Aneth 油田	CO ₂ -EOR	碳酸盐岩	3800 次震级在 M-1.2~M-0.8 微震事件
Lacq-Rousse 气田	CGS	碳酸盐岩	定位 600 多个 M-0.5~M-2.3 地震事件

文中就 CGS 项目的储层深度、储层岩性、储层温压、诱震数量和诱震震级等特征对相关典型案例进行简述总结,以探索 CO₂ 注入诱发地震背后的机理。

挪威 Sleipner 天然气田 CGS 项目是第一个商业规模 CO₂ 封存项目,将从生产的天然气中分离出的 CO₂,通过 1 012 m 深处的水平井注入到 Utsira 构造的砂岩储层中^[20]。储层本身地质构造简单,地层相对较厚。井口注入温度稳定在 25 ℃,压力控制在 6.2~6.5 MPa,注入后储层压力增幅小于 0.5 MPa^[6]。自 1996 年开始注入 CO₂ 起,Sleipner-A 地台记录了数次 M-2~M-3 级地震。

阿尔及利亚中部 In Salah 油田 CGS 项目是第一个陆地 CGS 示范工程,主要将来自多个气田的 CO₂ 处理后注入 Krechba 枯竭气田。该气田为石炭系砂岩,以大型背斜构造为主,储层裂缝和断层发

育^[21]。井口注入温度范围为 25~55 °C,井底压力较储层初始压力增幅为 10~11 MPa。该储层先进行了注水活动,CO₂ 注入会引起非混相的多相流动。自 2009 年起,微地震记录数据表明发生了超过 1 000 起地震活动事件,最大震级为 M-0.5,其中大部分与 CO₂ 注入相关。

加拿大萨斯喀彻温省东南的 Weyburn 油田是世界上最大的 CO₂ 封存与提高采收率相结合的示范项目。CO₂ 注入到 1 430 m 的 Mississippian 碳酸盐储层中,最初注入率为 269 万 m³ · a⁻¹,随后逐渐增加至 300 万 m³ · a⁻¹。注入后井底压力增加 8 MPa、温度下降 7 °C。2003 年 8 月至 2004 年 12 月,微震监测点监测到近 100 次 M-1~M-3 级地震发生,这些地震事件主要集中在注入段储层内部中,其空间分布表明地震还可能受储区化学性质变化的影响^[7]。

美国伊利诺伊州 Illinois 盆地中部的 Decatur 项目是美国第一个大规模专用 CGS 项目。从 2011 年到 2014 年,约 100 万 t 的 CO₂ 注入到 2 100 m 深的 Mount Simon 高渗透砂岩储层中,注入后井底压力比储层初始状态高 2.4 MPa^[7]。该盆地南部靠近新马德里地震带和 Wabash Valley 断层系统。注入开始 2 个月后监测到 10 123 次 M-1~M-2 级微地震。这些地震事件表现出与 CO₂ 注入明显的相关性,说明 CO₂ 注入后储层压力增量使先前存在的临界应力弱面发生再活化^[22]。

美国德克萨斯州北部 Cogdell 油田在 2011 年发生的 M-4.4 级地震是目前为止与 CO₂ 注入有关的最大震级地震。自 2001 年起,CO₂ 被持续注入到约 2 100 m 深度的马蹄环礁石灰岩储层(初始温压分别为 75 °C 和 20 MPa),用于提高石油采收率^[8]。2009 年到 2011 年,美国地球系统观测台临时阵列记录了油田内或附近的 105 次 M≥1 地震事件,18 次 M-3~M-4.4 地震事件。地震发生期间 CO₂ 注入速率达到峰值,平均 40 万 m³ · 月⁻¹^[23]。西南侧 Kelly-Synder 油田与 Cogdell 油田的地质构造、注入活动和产量趋势高度相似,但尚未检测到地震活动,这表明 Cogdell 油田的地震事件是在先前未识别的断层上触发的滑动。

美国犹他州东南部的 Aneth 油田是美国能源部支持的 CO₂ 强化原油采收率项目试验区。从 2007 年 8 月到 2009 年 9 月,从科罗拉多州 McElmo Dome 的天然储层源通过管道输送 CO₂,并以每年 12.7 万 t CO₂ 的速率注入到约 1 707~1 768 m 深度的 Desert Creek 碳酸盐储层。自 2008 年 4 月到 2009 年 3 月,垂直地震检波器阵列检测到约 3 800 件 M0.8~M1.2 微震事件,其空间分布分别沿着两条西北至西南走向的断层带形成了南部集群(95%以上地震事件)和北部集群(其余 5%地震事件)^[24]。

法国西南部 Lacq-Rousse 枯竭气田是法国首个 CGS 项目试点区域。截止到 2013 年 3 月,超过 5.1 万 tCO₂ 以平均 70 t · d⁻¹ 的注入速率注入到 4 200 m 深处的裂缝性 Mano 碳酸盐储层中。注入期间气藏储层压力从 4.2 MPa 增加到 8.5 MPa,远低于 48.5 MPa 的初始气田压力,这表明储层压力增加并不是地震发生诱因。地球化学分析表明,储层岩石所含绿泥石因 CO₂ 注入而溶解,进而引起碳酸盐沉淀^[9]。自 2011 年 3 月至 2014 年 7 月,共监测到 2 500 个地震事件,其中超过 2/3 的地震活动由于不够活跃而无法定位。因此只记录到 600 多个 M-0.5~M-2.3 之间的地震事件^[25]。

通过总结 CGS 项目诱发地震案例可以知道:CO₂ 注入储层为砂岩或碳酸盐岩;诱发地震大多发生在裂缝性岩层或含已有断层区域中;诱发地震会在注入活动开始后即刻发生,但也可能发生在流体停注一段时间后;与地下注水工程相比,碳封存储层中超临界 CO₂ 压缩性更强、粘度更低,孔隙流体压力增幅相对较小且容易消散,诱发地震频次较低且震级通常较小。诱发地震机制复杂,涉及孔隙压力扩散、温度变化,以及化学作用诸多耦合过程,如图 1 所示^[18]。

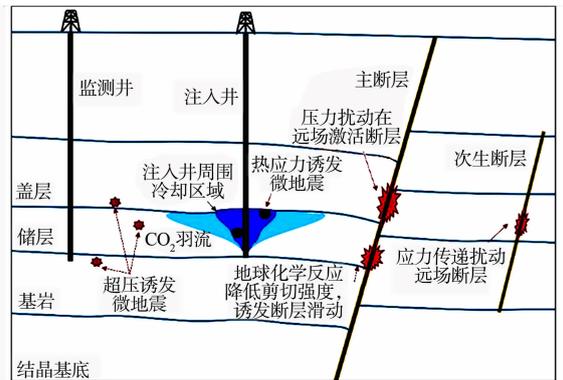


图 1 碳封存过程诱发微地震的可能原因^[18]

Fig. 1 Potential causes of seismicity induced by CO₂ storage^[18]

2 诱发断层失稳理论

流体注入深部地层时,孔隙压力增加导致断层面上有效正应力(总应力与孔隙压力的差值)减小。

这个过程可能引发岩体裂隙面或断层破坏,进而诱发潜在地震活动。CO₂ 注入诱发断层活化的基本理论与注水诱发断层活化的理论一致,即通过摩尔-库伦准则来描述断层面上的剪切滑移状态。其计算式^[7]为

$$\left. \begin{aligned} \tau &\leq \mu\sigma' = \tau_{\text{crit}}, \\ \sigma' &= \sigma_n - \Delta\sigma_T - p_o \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

式(1)中: τ 、 τ_{crit} 分别是作用在断层面上的剪切应力和临界剪切应力; σ' 为有效应力; σ_n 为作用在断层面上的正应力; $\Delta\sigma_T$ 为热应力; p 为孔隙压力; $\mu = \tan \varphi$ 是摩擦系数; φ 是内摩擦角。

当考虑岩石黏聚力作用后,摩尔-库仑剪切破坏准则为

$$\tau \leq \mu\sigma' + c. \quad (2)$$

式(2)中: c 是黏聚力。

CO₂ 注入导致反映断层应力状态的莫尔圆整体向左偏移,当作用于某一断层上的剪切应力超过临界剪切应力,即莫尔圆与破坏包络线相切时,该断层就会发生剪切滑动。断层滑动以无震蠕滑和有震黏滑的方式产生。发生无震滑移时,长期以来板块运动积累的应变能得以释放;而有震黏滑行为引起伴有地震活动的断层快速滑动,地震活动释放能量的大小与断层剪切滑移面积密切相关。

3 CO₂ 封存诱发断层活化机理

通过对之前所探讨的多个实际案例进行深入研究,得出如下 3 个主要推断。

1) Sleipner 气田、In Salah 油田、Weyburn 油田和 Decatur 项目中均观测到了孔隙压力增加现象。值得注意的是,In Salah 油田在经历注水阶段后实施了 CO₂ 注入操作,该过程导致了多相流效应;Decatur 项目中的地震活动则在注入开始一段时间后被检测到。这都表明孔隙压力扩散是 CO₂ 封存诱发地震事件的主要机制。

2) 监测数据显示,In Salah 油田和 Weyburn 油田出现了温度下降现象。这提示了温度诱导的热应力变化对这两个项目的地震活动起到触发作用。

3) 对于 Weyburn 油田和 Lacq-Rousse 枯竭气田,地球化学分析揭示了 CO₂ 注入导致储层岩石水力特性和机械性能发生动态演变的过程。这表明,地球化学过程构成了诱发地震活动的重要内在机制之一。

综合以上推断,可以确定孔隙压力增加、温度效应,以及地球化学反应等多种过程共同作用,构成了诱发地震活动的关键机制。

3.1 孔隙压力主导的断层活化机制

CGS 项目中 CO₂ 注入改变断层原有应力状态,当发震断层与储层之间存在直接水力联系时,孔隙压力扰动是诱发断层活化的主要机制;而发震断层与储层之间没有直接水力联系时,岩石基质体积变形引起的孔隙弹性效应主导诱发地震活动。

3.1.1 孔隙压力扩散 自然平衡状态下,孔隙流体压力随着地层深度近似线性增加。CO₂ 注入活动会干扰天然孔隙流体压力场,增加储区孔隙压力,直接引起注入点周围断层有效应力减小,或者通过高渗透渗流通道使远处断层面上有效应力减小,导致具有水力联系的断层活化。这是流体注入诱发地震活动的主要机制。CO₂ 注入引起的孔隙压力从注入位置扩散,储层大面积区域增压,如果在数十年注入过程中 CO₂ 前缘迁移几千米,那么压力扰动范围超过数百千米^[8,26]。此外,大规模的 CGS 项目需要全面部署多个注入点,以适用各种工业规模排放源产生的 CO₂ 体积,同一储层中多个注入点的超压叠加将产生更大的增压区域^[27]。当升高的孔隙压力扩散到断层上时,改变断层上的应力状态,引发断层滑动甚至地震活动。

不同于注水诱发地震,注入储层深部的超临界态 CO₂ 密度和黏性低于地层盐水,且部分会溶于盐水,因此,CO₂-地层盐水可视为多相流系统。当以恒流速注水时,孔隙压力随着时间对数呈线性增加趋势。多项解析和数值模拟研究表明,多相流系统中相对渗透率和毛细作用在流体压力演化中起着关键作用。这导致 CO₂ 注入深部储层后流体压力在初期急剧增加,随后随着时间推移略微降低^[28-31],这与注水活动引起的超压演化趋势明显不同^[16,33],如图 2 所示。图 2 中: p_o 为超压, t 为注入时间。注入开

始时,超压急剧增加是由于注入点周围孔隙开始去饱和时 CO_2 的相对渗透率低,毛细边缘完全包围注入点。随着 CO_2 继续注入,毛细边缘远离注入点,相对渗透率逐渐增加,最终填充注入点周围孔隙。由于超临界 CO_2 粘度比盐水低一个数量级, CO_2 比较容易在储层内流动,超压达到最大值后略微降低^[16,28]。考虑多相流系统超压的长期演化趋势,一方面, CO_2 溶解到盐水中,储区内流通流体总体积减小,压力降低^[32];另一方面,盐水可以流过盖层或基岩,而 CO_2 受毛细作用阻碍无法穿透低渗透地层,储层内部压力积聚降低^[16]。由此可见,考虑成多相流系统时,相对渗透率和毛细作用显著影响孔隙压力扩散行为^[13],从而产生不同于单相流系统的地震响应,但多相流系统如何影响已有断层应力场时空响应仍需进一步探讨研究。

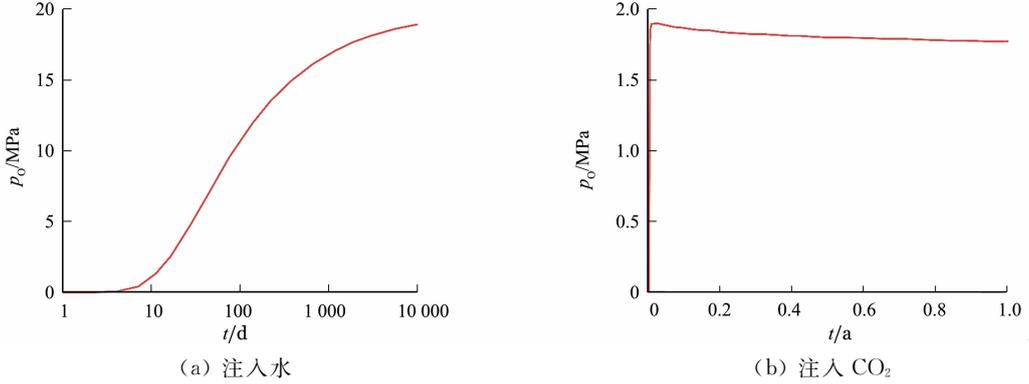


图2 注入水和 CO_2 时孔隙压力演化趋势对比^[16,33]

Fig. 2 Comparison of pore pressure evolution during water injection and CO_2 injection^[16,33]

3.1.2 孔隙弹性效应 当大规模地向碳封存储层中注入 CO_2 时,其效应不仅限于直接的流体增压作用,还将引起储层内的岩石力学响应,并通过这种孔隙弹性应力变化影响周边断层应力状态,破坏已有断层稳定性。由于孔隙弹性应力主要通过岩石基质传递,因此应力扰动范围延伸到孔隙压力扩散以外的区域,在没有直接水力联系的情况下引发地震活动^[34-36]。瞬间(短期)孔隙弹性响应通过 Biot 理论来描述储层岩石的弹性变形行为,即高压 CO_2 的注入直接促使岩石应力状态向更接近屈服和破坏的方向演化^[37-39]。考虑 CO_2 封存的时间尺度(数千年),岩石基质会展现出受孔隙流体影响的粘弹性行为,相比纯弹性本构模型预测的瞬时变形,这种时间依赖性变形使得岩石达到破坏状态的可能性更高^[10,40]。如果不考虑岩石的时变特性,储层变形的地质力学分析会严重偏差,而目前与 CO_2 储存相关的地质力学风险与时间依赖性变形的关联研究有限,具体机理尚不清晰。

孔隙压力扩散和孔隙弹性效应耦合是诱发地震活动的另一种机制。其本质是直接受孔隙压力扩散影响的断层自身应力状态改变后,再通过孔隙弹性效应影响附近其他已知断层上库伦应力变化。其库伦应力变化(ΔCFS)定义^[41-42]为

$$\Delta\text{CFS} = \Delta\tau_s + \mu(\Delta\sigma_s + \Delta P). \quad (3)$$

式(3)中: μ 是摩擦系数; $\Delta\tau_s$ 是剪切应力变化; $\Delta\sigma_s$ 是正应力变化; ΔP 是流体压力变化。 $\Delta\tau_s + \mu\Delta\sigma_s$ 由孔隙弹性应力引起,而 $\mu\Delta P$ 是由孔隙压力贡献的部分。

孔隙压力通过孔隙空间扩散,孔隙弹性应力通过岩体骨架的变形传递^[43],因此孔隙弹性应力不受多孔介质固有渗透率约束,从而影响比孔隙压力扩散区域更大的范围。同时孔隙压力随与注入点距离的增加而衰减,远离注入点的位置处孔隙弹性应力将直接超过孔隙压力,占据主导地位^[44-45]。如果库伦应力增加,会促进后续地震的发生;而库伦应力减少,则可能延缓后续地震的发生^[46-47]。由此,孔隙弹性耦合描述了岩石变形,以及通过可变形孔隙的流体流动过程,扰动了注入增压区外的应力场,是揭示非增压区地震事件和注入后地震活动的重要机制。

3.2 热效应主导的断层活化机制

注入过程中, CO_2 在注入井内的升温速度低于地温梯度,到达井底的温度低于储层温度,这将引起焦耳-汤姆逊冷却效应、 CO_2 溶解放热,以及水蒸发吸热等现象在内的非等温效应^[11]。由于注入引起的热流传播速度取决于 CO_2 对围岩的冷却作用,非等温区前锋滞后于 CO_2 迁移前缘,这导致热流传播通

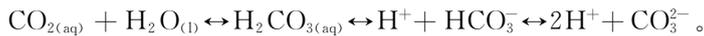
常比孔隙压力传播速度慢。因此,在长达几十年的注入期间,CO₂ 注入引起储区围岩温度明显变化的区域限于注入点周围几百米范围内^[48]。

低温注入的 CO₂ 与高温储层间的热相互作用会导致岩石体积收缩变形。一方面,引起断层面轻微张开并减少静摩擦,触发已临近破坏的断层滑动;另一方面,热弹性效应产生的应变会生成热应力,进而影响有效应力分布^[5,14]。热应力区域由 CO₂ 注入引起的温度变化区域控制,并通过应力传递对远场应力场施加影响,使断层应力状态更加接近剪切滑动,从而诱发地震事件。如阿尔及利亚 In Salah 的 CCS 项目中 CO₂ 到达注入井底时温度比储层低 45 °C,所产生的热应力是引发该气田微地震活动的原因之一^[6,49]。Vilarasa 等^[18,50] 基于多孔介质的线性热弹性理论,给出了热应力大小 $\Delta\sigma_T$ 的计算方法,即 $\Delta\sigma_T = K\alpha_T\Delta T$ 。其中, K 是体积模量, α_T 是线性热膨胀系数。由该公式可知,热应力的大小在很大程度上依赖于温度影响的岩石类型及其温度变化。对于储层岩石来说,其刚度比富含粘土成分的盖层大,所产生的热应力也更明显^[51]。当储层和盖层的热膨胀系数存在差异时,断层穿过盖层并与储层接触时交界面产生剪切应力,加剧已有断层的活动从而导致剪切破坏^[16,52]。

3.3 化学反应主导的断层活化机制

相比于其他注水工程,CGS 项目显著特征之一是注入的 CO₂ 易溶解在地层盐水中,引起岩石矿物化学反应。根据注入点周围 CO₂ 饱和度的空间分布(即与注入点的距离),可依次划分为不同区域^[53-54]。I 区为井筒附近充满超临界 CO₂; II 区为超临界 CO₂ 和盐水的两相混合物的过渡区; III 区为酸性 CO₂ 水溶液完全饱和区; IV 区为距离井筒最远的区域不受注入影响。

CO₂ 的溶解/沉淀反应主要发生在 II 区和 III 区。CO₂ 与水结合产生碳酸(H₂CO₃),当碳酸吸附在岩石表面时,会立即解离成 H⁺ 和 HCO₃⁻,形成 pH 值接近中性或降至 4~5 的弱酸性环境^[54-56]。即



岩石矿物成分受酸化盐水作用,发生化学反应并改变孔隙结构,进而影响岩石的水力特性和机械性能,引发断层滑动使断层活化。因此,了解溶解 CO₂ 和储区岩石之间的化学反应对于分析诱发地震机理至关重要。

3.3.1 水力特性 CGS 项目的目标储层以碳酸盐岩和砂岩为主,与 CO₂ 的化学反应包括石英-长石的溶解及碳酸盐的溶解和再沉淀;而储存场地顶部的盖层富含粘土矿物,与 CO₂ 的化学相互作用包括伊利石的溶解及蒙脱石的沉淀。CO₂ 溶蚀反应引起岩石孔隙度和渗透率的增加,而矿物沉淀导致孔隙空间堵塞,孔隙度和渗透率下降。这将增强或减弱储区与已有断层间的水力联系,进而引起断层上有效应力的变化并可能增加诱发地震活动的风险。

高反应活性的岩石材料(如碳酸盐岩)在接触到酸化盐水时会快速溶解,增加孔隙的平均宽度,并形成更高的孔隙率^[57],如图 3 所示。这种碳酸盐矿物的溶解和流动路径之间的正反馈效应,会在碳酸盐岩中形成优势流动通道。相比之下,富含粘土矿物的岩石在暴露在酸化盐水环境中时,其孔隙率的变化

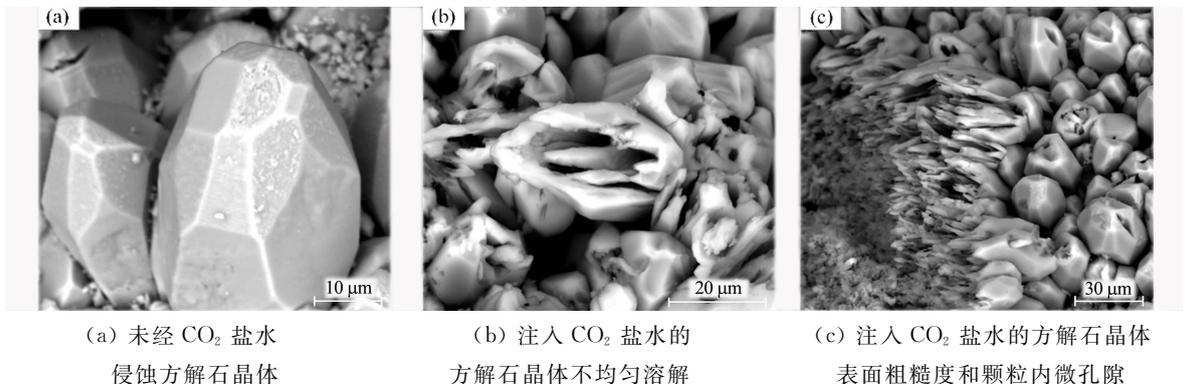


图 3 CO₂ 盐水侵蚀前后方解石晶体变化^[57]

Fig. 3 Changes in calcite crystals before and after CO₂ salt water erosion^[57]

趋势较为复杂。例如,恒定温压条件下注入超临界 CO₂ 时,高岭石和蒙脱石等粘土矿物的孔隙表面积减少^[58],而页岩样品浸没在 CO₂ 饱和盐水后却显示出孔隙率上升的结果^[59]。这种相反的孔隙结构变

化主要归因于粘土水化、矿物溶解、孔隙中矿物再沉淀之间的相互竞争关系。孔隙结构的变化将会直接影响其水力传输性能。 CO_2 注入碳酸盐岩中通常会导致渗透率增加^[60];相反,对于鲕状灰岩(主要由粘土矿物和碎屑石英组成),渗透率的增加表现为两个阶段:初始阶段,由于孔隙连通性的改善,渗透率呈现平稳增加;随后,随着虫洞突破现象的出现,渗透率大幅跃升^[61],这揭示了孔隙蚀变与流体传输之间的高度复杂关系。由此可见, CO_2 与储区岩石的化学作用会对岩层孔隙结构、孔隙率、渗透率,以及与已有断层间的水力联系进行改造,增加断层活化的不确定性。

3.3.2 机械性能 在运用摩尔-库伦准则评估断层活化潜力时,关键在于通过抗剪强度参数(即黏聚力 c 和内摩擦系数 μ) 来计算临界剪切应力值,进而判断断层是否达到失稳破坏条件。在实际的 CO_2 封存场地中,已有断层的剪切强度和摩擦稳定性受 CO_2 流体引起的各种化学反应耦合作用影响,其整体机械性能减弱。Bemer 等^[62] 在高围压($p = 5.2 \sim 20.3 \text{ MPa}$) 下对 Lavoux 灰岩进行三轴试验,结果表明注入 CO_2 盐水后岩石样品的弹性模量和抗剪强度均有所降低;Samuelson 等^[63] 采用直接剪切摩擦试验,表明纯干燥 CO_2 略微降低了富含粘土断层泥的摩擦系数;Rathnaweera 等^[64] 的研究结果显示,富含 CO_2 的饱和水砂岩试样的损伤强度大幅减少约 46.44%,改变岩石剪切滑移特性。由此可见, CO_2 -地下盐水-岩石之间的化学相互作用显著影响断层活化和地震活动的可能性。然而,目前储层规模地质力学建模分析方法中,考虑岩石机械性能对地球化学反应的依赖性的研究尚显不足,因此需要建立严谨的数学模型来刻画注入流体-岩石地球化学反应所影响的力学响应特性,以准确评估这些过程诱发微震活动的可能。

综上所述, CO_2 注入引起断层活化的机制很多,如孔隙压力扰动、岩体基质变形引起的孔隙弹性应力变化、低温 CO_2 引起的热应力变化,以及 CO_2 酸性流体引起的水力传输性能和机械性能变化等。图 4 展示了相关机制在摩尔应力图上的表现。实际上,断层活化的实质在于多物理过程协同作用于已有断层应力场,进而导致应力状态的重分布及积累的应变能释放,这一复杂过程由多种地质因素和工程因素共同决定。

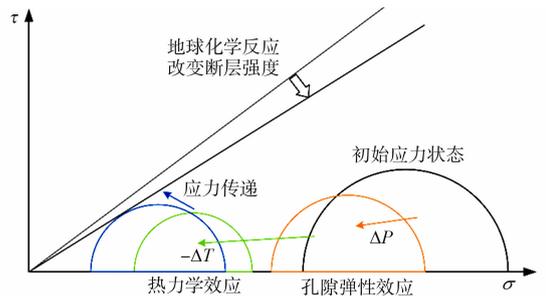


图 4 与断层稳定性相关的耦合效应示意图

Fig. 4 Schematic diagram of coupling effects related to fault stability

4 CO_2 封存诱发断层活化的关键影响因素

CO_2 封存诱发断层活化所涉及的热-流-力-化耦合过程,受地质构造特征和工程操作参数的双重制约,其中地质因素包括储层温压条件、地层岩性、地应力状态、断层产状及其渗透性能等;工程因素包括流体注入速率、注入压力、注入温度、总注入量、注入点相对断层的位置等。针对 CGS 项目诱发地震的具体案例,不同影响因素对断层活动的调控作用及其相对重要性具有显著差异。因此在探究诱发地震的关键驱动机制时,必须综合考虑多种影响因素的叠加效应,从而确保对诱发地震的准确评估。

4.1 地质因素

4.1.1 断层构造应力状态 断层区域的构造应力状态是决定断层滑移及活化的核心因素。 CO_2 注入诱发地震事件时,断层面发生剪切破坏的潜力大于张拉破坏。因此,在同等注入条件下,垂直于断层方向的正应力增大,断层趋于保持闭锁状态;相反,平行于断层方向的剪切应力增强将更易于诱发断层剪切滑移。Figueiredo 等^[65] 探讨了断层纵横应力比对断层活化的影响,其他条件保持不变的情况下,断层所在位置的水平应力增大,以及水平应力与垂直应力比值提高时,断层的剪切滑动位移会越小,这意味着断层活化的可能性降低。Passelègue 等^[66] 在三轴应力条件下对锯切花岗岩样品开展流体注入实验,结果显示,随着围压或初始剪切应力的增加,断层活化所需的局部流体压力及断层面的流体压力不均匀性增加,这增强了断层活化时的滑移速率。Cebry 等^[17] 使用双轴加载设备对锯切花岗岩断层进行了注入实验,并对比分析不同背景应力水平下诱发地震事件。研究发现,较高背景应力状态下,断层滑动由抗震滑移引起的应力传递所驱动,在流体增压区外表现为失稳型破裂;较低背景应力水平下,破裂仅限于在流体增压区内扩展,且断层滑移程度受增压范围控制。Goebel 等^[44] 给出孔隙压力和孔隙弹性应力

对断层上应力张量的影响程度取决于断层构造应力场分类,即正断层(垂直应力是最大主应力)、逆断层(垂直应力是最小主应力)或走滑断层(垂直应力是中间主应力)的结果。Altmann 等^[33]进一步阐明 CO₂ 注入期间逆断层和走滑断层更能沿最大水平应力方向激活,而正断层更能沿垂直应力方向激活。

此外,热应力对断裂稳定性的影响也受到储层构造应力状态的制约。Vilarasa 等^[18,67]通过应力莫尔圆分析了超压和非等温效应影响区域内不同应力状态下断层稳定性。仅考虑超压时,正断层和逆断层分别是最稳定和最不稳定的应力状态;当考虑冷却效应时,走滑断层则是最不稳定的应力状态。例如以走滑断层为地质特征的阿尔及利亚 In Salah 的非等温模拟结果表明,诱导热应力引起的应力场变化导致天然裂缝发生剪切破坏,从而引发盖层下部冷却区域的微震现象^[68-70]。

因此,要准确评估孔隙压力扩散、孔隙弹性变化及温度效应对已有断层应力状态的具体影响,首先必须探明断层构造应力状态。然而,目前构造应力状态的量化分析至今仍然是项亟待深入研究且极具挑战性的难题。

4.1.2 断层倾角 断层活化风险受到断层倾角的显著影响,然而断层活化概率并非由倾角单因素决定,在不同的构造应力状态下,断层的稳定性表现出明显差异。Wang 等^[71]定义断层活化因子(η)来表示注入导致的断层稳定性,储层正上方的断层活化因子(η)随着断层倾角的变化规律以 90°为中心对称,正断层状态下断层倾角为 60°时活化概率最高,逆断层状态下断层倾角为 30°时活化风险最高。Gheibi 等^[72]通过有限元-离散元数值模型表明,断层倾角的增加提高了正断层上盘和下盘附近的储层和盖层的稳定性,并且降低了逆断层下盘附近储层和盖层的稳定性,而逆断层上盘附近盖层稳定性随着倾角的增加而增加,在 30°时断层上盘附近储层最不稳定,在 45°时最稳定。Meguerdijian 等^[73]提出注入诱发断层活化的震源位置和滑动起始时间是断层倾角的相关函数。

另外,断层倾角的差异将导致压力和温度在断层面不同水平位置上的分布差异,这可能导致低温 CO₂ 诱发热应力在断层不同水平位置产生不同的影响程度,或者影响 CO₂ 与岩体之间的化学反应及其力学性能变化,这些均与断层活化的潜在风险密切相关。然而,目前针对这一影响因素下的温度效应和地球化学反应对断层活化影响的研究尚有待开展。

4.1.3 断层渗透率 CO₂ 流体沿着储层内部裂隙通道自注入点向周边扩散时,断层渗透率的降低会增加流体在断层区域的聚集,进而造成该区域孔隙压力升高,增加诱发断层活化的可能性。Taghipour 等^[74]进行了 Gachsaran 油田 Asmari 油藏的地质力学模拟研究,揭示了低渗透断层的存在引起注入井和断层之间的储层压力增强,而远离注入井的断层另一侧的超压相对较小。Figueiredo 等^[65]通过 TOUGH-FLAC 水力耦合软件,探讨了渗透率对断层活化的影响,结果展示出在其他条件相同时,渗透率低(小于 0.987 nm²)的断层,流体更易在断层处富集,诱发断层活化的风险更高。Vilarrasa 等^[75]通过模拟 CO₂ 注入引起的地质力学响应指出,低渗透性断层会引起断层周围孔隙压力和应力的显著变化并降低其稳定性;反之,高渗透性断层对断层稳定性的影响相对较小。

4.1.4 其他因素 温度、地层盐水成分和岩石矿物成分等诸多因素共同影响地球化学反应速率。不同地质深度导致的储层温度差异直接影响相关化学反应的反应速率。如在较低的温度(小于 60 °C)下,碳酸盐岩与 CO₂ 反应时倾向于溶解;而当深层储层温度高于 60 °C 时,则更易于促使碳酸盐矿物沉淀,这将会增加孔隙度和渗透率。咸水层中盐水含盐量也会影响渗透率的变化,如在注入 25% 盐溶液的砂岩岩芯驱替实验中,盐沉淀导致绝对渗透率降低了 60%^[76]。在 CO₂ 溶于盐水产生的酸性环境中,矿物质表现出不同的溶解特性:如长石矿物易于溶解,钙和钠长石的溶解性较强,钾长石的溶解力较弱^[15]。因此,针对岩石所发生的地球化学反应及其效应,必须紧密联系实地具体条件来进行评估和预测,以确保准确理解其对流体传输性能及地质结构稳定性的影响。

CO₂-盐水-矿物间的地球化学反应引起的岩石力学性质演化受围压、矿物质和含水量等因素的共同调控,岩石强度降低将诱使储层已有断层的剪切滑动。在高围压条件下岩石易发生塑性破坏;低围压环境下,低蚀变程度表现为脆性破坏,而高蚀变程度呈现为塑性破坏^[77];干燥条件下 CO₂ 略微降低富含粘土断层泥的摩擦系数^[63],而水和 CO₂ 共同作用于硬石膏断层泥时,其摩擦系数降低 15%,大幅增加诱发地震的可能性^[78]。在恒定的机械应力下,由于机械和化学过程的相互作用,储层岩石会发生与时间相关的压实变形。已有试验结果表明,蠕变变形受晶粒尺寸、矿物成分、温度、含水量、孔隙流体 pH 值

等多种因素的影响^[12]。如在高温高压(温度为 28~100 °C, 压力为 4~40 MPa)条件下, 超临界 CO₂ 溶液作用使得预压多孔方解石聚集体发生了显著的蠕变; 对于小晶粒尺寸, 主要的破坏机制是压溶蠕变, 而对于大晶粒尺寸, 亚临界微裂纹普遍存在; 由于水会降低粘土矿物的摩擦系数^[79-80], 孔隙空间含水量会影响岩石蠕变, 粘土或有机物含量增多会加强蠕变变形; 不同矿物的化学反应活性也是决定蠕变速率的关键, 如砂岩相对于石灰岩表现出低几个数量级的蠕变速率。

4.2 工程因素

4.2.1 CO₂ 注入策略 流体注入策略的关键参数, 如流体总注入量、注入压力和注入速率等对孔隙压力积累及断层活化特征具有显著调控作用, 进而影响诱发地震的能量释放规模。一般来说, 当其他条件相同时, 注入速率越高、注入压力越高、总注入量越大, 断层活化的可能性越高。Nicol 等^[81]基于对多个 CGS 项目诱发地震活动的公开数据的统计分析发现, 随着注入过程的推进, 发生等于或超过某一特定震级阈值地震的概率与累积注入量呈正比关系。Taghipour 等^[74]利用数值模拟研究了不同注入压力下伊朗 Gachsaran 油田 Asmari 储层已有断层活化的可能性, 研究发现, 5 a 的持续注入期间注入压力保持为 30 MPa 时不会引起新裂缝或断层滑动, 而注入压力增加到 50 和 60 MPa 时, 分别在 100 和 12 d 内产生塑性应变和断层滑动。Konstantinovskaya 等^[82]通过建立 St. Lawrence 盆地的储层-地质力学耦合模型评估了注入速率对该地区正断层剪切破坏可能的影响, 结果显示, 注入井周围和断层带内的流体压力积聚在很大程度上取决于注入速率: 注入速率越高, 井周围和断层带内流体压力积聚越强, 断层越早发生剪切破坏。

如果注入的 CO₂ 和地层之间存在一定温差, 热应力效应显现出来, 应力场将受到热应力和孔隙弹性效应耦合的影响。高 CO₂ 注入速率下, 注入引起的冷锋前缘远远滞后于孔隙压力前缘, 孔隙弹性效应主导裂缝扩展和断层滑移, 非等温效应的影响相对较小; 低 CO₂ 注入速率下, 冷锋前缘和 CO₂ 迁移前缘几乎一致, 非等温效应成为控制裂缝扩展和断层滑移的主导因素^[8]。Goodarzi 等^[83]通过 Ohio 流域 Rose Run 储层的热-流-地质力学耦合模拟说明, 随着 CO₂ 注入速率的增加, 热效应对裂缝扩展的影响减弱, 且不论热效应大小如何, 断层不稳定性都会增加。在足够小的注入速率下, 低温 CO₂ 注入和等温 CO₂ 注入所引起的裂缝长度差异会增加, 并且这种差异将随着注入温度的降低而加速扩大。

CO₂ 注入温度是调控多物理过程的关键因素, 不同的注入温度会导致注入点附近地层温度的差异。高温条件下, 流体粘度增加促进更高的迁移速率, 从而可能减轻压力积聚效应; 同时, 注入温度差异还会造成不同的热应力分布, 影响断层的地应力状态。此外, CO₂ 在盐水中的溶解度随着温度的升高而下降^[84], 这引起不同的地层水 pH 值, 进而触发不同的地球化学反应过程。然而, 关于这些温度变化引起的多物理过程如何具体作用并影响断层活化风险的研究尚显不足, 亟待开展进一步研究与探讨。

4.2.2 CO₂ 注入位置 含断层储层中的孔隙压力分布受注入井距断层距离的影响, 当注入井远离断层时孔隙压力的演化相对稳定和均匀, 如挪威 Sleipner 的 Utsira 地层和 Illinois 盆地的西蒙山砂岩; 而注入井附近存在低渗透性断层时, 超压迅速增加并达到临界阈值, 进而诱发断层活化, 如挪威 Snhvit 项目^[3]。Rutqvist 等^[82]也证实相同注入速率下, 距注入井较近断层(1.5 km)比较远断层(4.4 km)更早活化。相对而言, CO₂ 从断层上盘注入或从下盘注入对断层稳定性的影响基本相似, 下盘注入时的最大动摩擦角仅略高于上盘注入, 但引起的断层周围应力变化都将导致断层稳定性显著降低^[75]。

5 总结和讨论

CO₂ 封存项目存在诱发地震活动的风险, 与其他工业注水项目相比, CO₂ 注入诱发地震机制具有诸多典型特征。文中介绍了 CO₂ 注入诱发地震的典型工程案例, 并结合摩尔-库伦准则, 分析了热-流-力-化耦合作用下的断层活化机制, 主要包括压力扩散、非等温效应和化学反应对断层活化的影响。通过对多场耦合过程及其影响因素与断层失稳活动关联的阐述分析, 得出以下几点主要认识。

1) CO₂ 注入诱发地震与热-流-力-化耦合过程密切相关, 如孔隙压力扰动、低温 CO₂ 引起的热应力变化, 以及 CO₂ 酸性流体引起的地球化学反应等, 实际诱发地震事件是多物理过程协同作用于已有断层应力场进而导致断层破坏和失稳的结果。

2) 超临界状态 CO₂ 注入地层盐水, 形成多相流系统。相对渗透率和毛细作用对流体压力的演化非常关键, 这将产生不同于单相流系统的地震响应。此外, 考虑岩石时变力学特性的孔隙弹性效应是揭示诱发地震活动的重要机制, 但目前与之相关的研究较为有限。

3) 低温 CO₂ 注入将引发焦耳-汤姆逊冷却效应、CO₂ 溶解放热, 以及蒸发吸热等一系列非等温效应, 这将导致岩石热收缩产生热应力。结合流体注入引起的孔隙压力增加, 断层上有效应力将进一步降低, 增加断层活化风险。

4) CO₂-地下盐水-岩体相互作用改变储层岩石水力传输性能和机械性能, 增加断层活化的不确定性。但由于短时间尺度内化学场作用不明显, 当前考虑化学反应的热-流-力-化全耦合模拟研究相对有限, 并且如何将建模研究外推到储层条件尚不清楚。

5) 构造应力状态是影响断层活化的主控因素, 决定了孔隙压力和热应力对已有断层稳定性的影响。断层的倾角、渗透性、矿物成分等属性是断层活化的内因。尽管已明确 CO₂ 注入导致储层应力变化并诱发地震活动, 但断层系统的复杂性及其与注入 CO₂ 相互作用机制的定量评估与解释仍限制了诱发地震的精准预测。

6) CO₂ 注入策略是触发断层活化的诱发因素和可控因素。然而, 在实际工程应用中, 由于储层深部复杂的地质构造环境及其高精度表征的局限性, 很难准确量化注入行为与诱发地震级别之间的相关关系。

因此, 针对 CGS 项目的诱发地震灾害风险, 当前存在一系列关键科学问题和工程技术挑战尚待攻克。未来研究方向应聚焦于: 多场耦合框架下深入剖析岩体变形与失稳机理; 探究注入 CO₂ 与复杂断层系统间的相互作用机制; 提升深部储区地质力学状态及构造背景的代表征技术; 以及研发高效安全的 CO₂ 注入调控策略等, 旨在有效防控 CO₂ 封存诱发的地震灾害风险。

参考文献:

- [1] 李琦, 刘桂臻, 李小春, 等. 多维度视角下 CO₂ 捕集利用与封存技术的代际演变与预设[J]. 工程科学与技术, 2022, 54(1): 157-166. DOI: 10.15961/j.jsuese.202100765.
- [2] JAYASEKARA D W, RANJITH P G, WANNIARACHCHI W A M, *et al.* Understanding the chemico-mineralogical changes of caprock sealing in deep saline CO₂ sequestration environments: A review study[J]. The Journal of Supercritical Fluids, 2020, 161: 104819. DOI: 10.1016/j.supflu.2020.104819.
- [3] FENG Yongcun, ZHANG Shuai, MA Chengyun, *et al.* The role of geomechanics for geological carbon storage[J]. Gondwana Research, 2023, 124: 100-123. DOI: 10.1016/j.gr.2023.07.003.
- [4] PETER A, YANG Dongmin, ESHIET K I-I, *et al.* A review of the studies on CO₂-brine-rock interaction in geological storage process[J]. Geosciences, 2022, 12(4): 168. DOI: 10.3390/geosciences12040168.
- [5] CHENG Y X, LIU W, XU T, *et al.* Seismicity induced by geological CO₂ storage: A review[J]. Earth-Science Reviews, 2023, 239: 104369.
- [6] 魏晓琛, 李琦, 邢会林, 等. 地下流体注入诱发地震机理及其对 CO₂ 地下封存工程的启示[J]. 地球科学进展, 2014, 29(11): 1226-1241. DOI: 10.11867/j.issn.1001-8166.2014.11.1226.
- [7] 刘贺娟, 童荣琛, 侯正猛, 等. 地下流体注入诱发地震综述及对深部高温岩体地热开发的影响[J]. 工程科学与技术, 2022, 54(1): 83-96. DOI: 10.15961/j.jsuese.202100612.
- [8] WHITE J A, FOXALL W. Assessing induced seismicity risk at CO₂ storage projects: Recent progress and remaining challenges[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2016, 49: 413-424. DOI: 10.1016/j.ijggc.2016.03.021.
- [9] CHIQUET P, THIBEAU S, LESCANNE M, *et al.* Geochemical assessment of the injection of CO₂ into rousse depleted gas reservoir (Part II): Geochemical impact of the CO₂ injection[J]. Energy Procedia, 2013, 37: 6383-6394. DOI: 10.1016/j.egypro.2013.06.568.
- [10] Ting Bao, Jeff Burghardt, Varun Gupta, *et al.* Impact of time-dependent deformation on geomechanical risk for geologic carbon storage[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2021, 148: 104940.
- [11] VILARRASA V, RINALDI A P, RUTQVIST J. Long-term thermal effects on injectivity evolution during CO₂ storage[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2017, 64: 314-322.

- [12] AKONO A T, DRUHAN J L, DÁVILA G, *et al.* A review of geochemical-mechanical impacts in geological carbon storage reservoirs[J]. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2019, 9(3): 474-504. DOI: 10. 1002/ghg. 1870.
- [13] JHA B, JUANES R. Coupled multiphase flow and poromechanics: A computational model of pore pressure effects on fault slip and earthquake triggering[J]. *Water Resources Research*, 2014, 50(5): 3776-3808. DOI: 10. 1002/2013WR015175.
- [14] VILARRASA V, RUTQVIST J. Thermal effects on geologic carbon storage[J]. *Earth-Science Reviews*, 2017, 165: 245-256. DOI: 10. 1016/j. earscirev. 2016. 12. 011.
- [15] KUANG Nianjie, ZHOU Junping, XIAN Xuefu, *et al.* Geomechanical risk and mechanism analysis of CO₂ sequestration in unconventional coal seams and shale gas reservoirs[J]. *Rock Mechanics Bulletin*, 2023, 2(4): 100079. DOI: 10. 1016/j. rockmb. 2023. 100079.
- [16] VILARRASA V, CARRERA J, OLIVELLA S, *et al.* Induced seismicity in geologic carbon storage[J]. *Solid Earth*, 2019, 10(3): 871-892. DOI: 10. 5194/se-2018-129.
- [17] CEBRY S B L, KE C Y, MC LASKEY G C. The role of background stress state in fluid-induced aseismic slip and dynamic rupture on a 3-m laboratory fault[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2022, 127(8): e2022JB024371.
- [18] VILARRASA V. The role of the stress regime on microseismicity induced by overpressure and cooling in geologic carbon storage[J]. *Geofluids*, 2016, 16(5): 941-953. DOI: 10. 1111/gfl. 12197.
- [19] 张建勇, 崔振东, 周健, 等. 流体注入工程诱发断层活化的风险评估方法[J]. *天然气工业*, 2018, 38(8): 33-40. DOI: 10. 3787/j. issn. 1000-0976. 2018. 08. 005.
- [20] 周银邦, 王锐, 何应付, 等. 咸水层 CO₂ 地质封存典型案例分析及对比[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(2): 162-167. DOI: 10. 13673/j. cnki. cn37-1359/te. 202201028.
- [21] 周银邦, 王锐, 程传捷, 等. 阿尔及利亚 In Salah 油田 CO₂ 地质封存示范工程的启示[J]. *地球科学与环境学报*, 2023, 45(6): 1368-1379. DOI: 10. 19814/j. jese. 2023. 03051.
- [22] FINLEY R J. An overview of the Illinois Basin-Decatur Project[J]. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2014, 4(5): 571-579. DOI: 10. 1002/ghg. 1433.
- [23] 干微. 中国东北深源地震与美国德州注入诱发地震的研究及启示[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2015.
- [24] SLAKER B, WESTMAN E, LUXBACHER K, *et al.* Application of double-difference seismic tomography to carbon sequestration monitoring at the Aneth Oil Field, Utah[J]. *Minerals*, 2013, 3(4): 352-366. DOI: 10. 3390/min3040352.
- [25] PAYRE X, MAISONS C, MARBLÉ A, *et al.* Analysis of the passive seismic monitoring performance at the Rouse CO₂ storage demonstration pilot[J]. *Energy Procedia*, 2014, 63: 4339-4357. DOI: 10. 1016/j. egypro. 2014. 11. 469.
- [26] BIRKHOLZER J T, ZHOU Quanlin, TSANG Chinfu. Large-scale impact of CO₂ storage in deep saline aquifers: A sensitivity study on pressure response in stratified systems[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2009, 3(2): 181-194. DOI: 10. 1016/j. ijggc. 2008. 08. 002.
- [27] ZHOU Quanlin, BIRKHOLZER J T. On scale and magnitude of pressure build-up induced by large-scale geologic storage of CO₂[J]. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2011, 1(1): 11-20. DOI: 10. 1002/ghg3. 1.
- [28] VILARRASA V, RAMÍREZ C J, OLIVELLA S. Two-phase flow effects on the CO₂ injection pressure evolution and implications for the caprock geomechanical stability[J]. *E3S Web of Conferences*, 2016, 9: 04007. DOI: 10. 1051/e3sconf/20160904007.
- [29] VILARRASA V, CARRERA J, BOLSTER D, *et al.* Semianalytical solution for CO₂ plume shape and pressure evolution during CO₂ injection in deep saline formations[J]. *Transport in Porous Media*, 2013, 97(1): 43-65.
- [30] OKWEN R T, STEWART M T, CUNNINGHAM J A. Temporal variations in near-wellbore pressures during CO₂ injection in saline aquifers[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(5): 1140-1148. DOI: 10. 1016/j. ijggc. 2011. 07. 011.
- [31] ONOJA M U, WILLIAMS J D O, VOSPER H, *et al.* Effect of sedimentary heterogeneities in the sealing formation on predictive analysis of geological CO₂ storage[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2019, 82: 229-243. DOI: 10. 1016/j. ijggc. 2019. 01. 013.
- [32] LIU Bo, XU Jinpeng, LI Zhixiong, *et al.* Modeling of CO₂ transport and pressure buildup in reservoirs during CO₂ storage in saline aquifers: A case in Dongying depression in China[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2018, 77(5):

158. DOI:10.1007/s12665-018-7341-6.
- [33] ALTMANN J B, MÜLLER B I R, MÜLLER T M, *et al.* Pore pressure stress coupling in 3D and consequences for reservoir stress states and fault reactivation[J]. *Geothermics*, 2014, 52: 195-205. DOI: 10.1016/j.geothermics.2014.01.004.
- [34] CHANG K W, SEGALL P. Injection-induced seismicity on basement faults including poroelastic stressing[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2016, 121(4): 2708-2726. DOI: 10.1002/2015JB012060.
- [35] SEGALL P, GRASSO J R, MOSSOP A. Poroelastic stressing and induced seismicity near the Lacq gas field, southwestern France[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1994, 99(B8): 15423-15438.
- [36] ELLSWORTH W L. Injection-induced earthquakes[J]. *Science*, 2013, 341(6142): 1225942. DOI: 10.1126/science.12259.
- [37] BIOT M A. General theory of three-dimensional consolidation[J]. *Journal of Applied Physics*, 1941, 12(2): 155-164. DOI: 10.1063/1.1712886.
- [38] BIOT M A, WILLIS D G. The elastic coefficients of the theory of consolidation[J]. *Journal of Applied Mechanics*, 1957, 24(4): 594-601. DOI: 10.1115/1.4011606.
- [39] LOPATNIKOV S L, CHENG A H D. Macroscopic Lagrangian formulation of poroelasticity with porosity dynamics[J]. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 2004, 52(12): 2801-2839. DOI: 10.1016/j.jmps.2004.05.005.
- [40] BAO Ting, BURGHARDT J, GUPTA V, *et al.* Experimental workflow to estimate model parameters for evaluating long term viscoelastic response of CO₂ storage caprocks[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2021, 146: 104796. DOI: 10.1016/j.ijrmmms.2021.104796.
- [41] CHANG K W, YOON H. 3-D modeling of induced seismicity along multiple faults: Magnitude, rate, and location in a poroelasticity system[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2018, 123(11): 9866-9883. DOI: 10.1029/2018JB016446.
- [42] KING G C P, STEIN R S, LIN Jian. Static stress changes and the triggering of earthquakes[J]. *Bulletin of the Seismological Society of America*, 1994, 84(3): 935-953. DOI: 10.1016/0148-9062(95)94484-2.
- [43] ALTMANN J B, MÜLLER T M, MÜLLER B I R, *et al.* Poroelastic contribution to the reservoir stress path[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2010, 47(7): 1104-1113.
- [44] GOEBEL T H W, WEINGARTEN M, CHEN X, *et al.* The 2016 M_w 5.1 Fairview, Oklahoma earthquakes: Evidence for long-range poroelastic triggering at >40 km from fluid disposal wells[J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2017, 472: 50-61. DOI: 10.1016/j.epsl.2017.05.011.
- [45] SEGALL P, LU S. Injection-induced seismicity: Poroelastic and earthquake nucleation effects[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2015, 120(7): 5082-5103. DOI: 10.1002/2015JB012060.
- [46] TODA S, LIN Jian, STEIN R S. Using the 2011 M_w 9.0 off the Pacific coast of Tohoku Earthquake to test the Coulomb stress triggering hypothesis and to calculate faults brought closer to failure[J]. *Earth, Planets and Space*, 2011, 63(7): 725-730. DOI: 10.5047/eps.2011.05.010.
- [47] STEIN R S. The role of stress transfer in earthquake occurrence[J]. *Nature*, 1999, 402(6762): 605-609. DOI: 10.1038/45144.
- [48] VILARRASA V, OLIVELLA S, CARRERA J, *et al.* Long term impacts of cold CO₂ injection on the caprock integrity[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, 24: 1-13.
- [49] VILARRASA V, LALOUI L. Potential fracture propagation into the caprock induced by cold CO₂ injection in normal faulting stress regimes[J]. *Geomechanics for Energy and the Environment*, 2015, 2: 22-31. DOI: 10.1016/j.gete.2015.05.001.
- [50] DE SIMONE S, CARRERA J, VILARRASA V. Superposition approach to understand triggering mechanisms of post-injection induced seismicity[J]. *Geothermics*, 2017, 70: 85-97.
- [51] HERGERT T, HEIDBACH O, REITER K, *et al.* Stress field sensitivity analysis in a sedimentary sequence of the Alpine foreland, northern Switzerland[J]. *Solid Earth*, 2015, 6(2): 533-552.
- [52] VILARRASA V, LALOUI L. Impacts of thermally induced stresses on fracture stability during geological storage of CO₂[J]. *Energy Procedia*, 2016, 86: 411-419. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.01.042.
- [53] 薛卉, 舒彪, 陈君洁, 等. 高温高压下超临界二氧化碳作用对花岗岩力学性质影响的试验研究[J]. *岩土力学*, 2022,

- 43(2):377-384. DOI:10.16285/j.rsm.2021.1165.
- [54] RIGBY S P, ALSAYAH A, SEELY R. Impact of exposure to supercritical carbon dioxide on reservoir caprocks and inter-layers during sequestration[J]. *Energies*, 2022, 15(20):7538.
- [55] AKBARI R, KHODAPANAH E, TABATABAEI-NEZHAD S A. Experimental investigation of CO₂-brine-rock interactions in relation with CO₂ sequestration in an Iranian oil reservoir[J]. *Greenhouse Gases; Science and Technology*, 2021, 11(1):69-80. DOI:10.1002/ghg.2032.
- [56] ANDRÉ L, AUDIGANE P, AZAROUAL M, *et al.* Numerical modeling of fluid-rock chemical interactions at the supercritical CO₂-liquid interface during CO₂ injection into a carbonate reservoir, the Dogger aquifer (Paris Basin, France)[J]. *Energy Conversion and Management*, 2007, 48(6):1782-1797. DOI:10.1016/j.enconman.2007.01.006.
- [57] SEYYEDI M, MAHMUD H K B, VERRALL M, *et al.* Pore structure changes occur during CO₂ injection into carbonate reservoirs[J]. *Scientific Reports*, 2020, 10(1):3624. DOI:10.1038/s41598-020-60247-4.
- [58] ESPINOZA D N, SANTAMARINA J C. Clay interaction with liquid and supercritical CO₂: The relevance of electrical and capillary forces[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012, 10:351-362. DOI:10.1016/j.ijggc.2012.06.020.
- [59] MOUZAKIS K M, NAVARRE-SITCHLER A K, ROTHER G, *et al.* Experimental study of porosity changes in shale caprocks exposed to CO₂-saturated brines I: Evolution of mineralogy, pore connectivity, pore size distribution, and surface area[J]. *Environmental Engineering Science*, 2016, 33(10):725-735. DOI:10.1089/ees.2015.0588.
- [60] LUHMANN A J, TUTOLO B M, BAGLEY B C, *et al.* Permeability, porosity, and mineral surface area changes in basalt cores induced by reactive transport of CO₂-rich brine[J]. *Water Resources Research*, 2017, 53(3):1908-1927. DOI:10.1002/2016WR019216.
- [61] GARCIA-RIOS M, LUQUOT L, SOLER J M, *et al.* Influence of the flow rate on dissolution and precipitation features during percolation of CO₂-rich sulfate solutions through fractured limestone samples[J]. *Chemical Geology*, 2015, 414:95-108. DOI:10.1016/j.chemgeo.2015.09.005.
- [62] BEMER E, LOMBARD J M. From injectivity to integrity studies of CO₂ geological storage: Chemical alteration effects on carbonates petrophysical and geomechanical properties[J]. *Oil and Gas Science and Technology*, 2010, 65(3):445-459. DOI:10.2516/ogst/2009028.
- [63] SAMUELSON J, SPIERS C J. Fault friction and slip stability not affected by CO₂ storage: Evidence from short-term laboratory experiments on North Sea reservoir sandstones and caprocks[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012, 11:S78-S90. DOI:10.1016/j.ijggc.2012.09.018.
- [64] RATHNAWEERA T D, RANJITH P G, PERERA M S A, *et al.* CO₂-induced mechanical behaviour of Hawkesbury sandstone in the Gosford basin: An experimental study[J]. *Materials Science and Engineering A*, 2015, 641:123-137. DOI:10.1016/j.msea.2015.05.029.
- [65] FIGUEIREDO B, TSANG C F, RUTQVIST J, *et al.* Coupled hydro-mechanical processes and fault reactivation induced by CO₂ injection in a three-layer storage formation[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 39:432-448.
- [66] PASSELÈGUE F X, BRANTUT N, MITCHELL T M. Fault reactivation by fluid injection: Controls from stress state and injection rate [J]. *Geophysical Research Letters*, 2018, 45(23):12837-12846. DOI:10.1029/2018GL080470.
- [67] DE SIMONE S, VILARRASA V, CARRERA J, *et al.* Thermal coupling may control mechanical stability of geothermal reservoirs during cold water injection[J]. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*, 2013, 64:117-126. DOI:10.1016/j.pce.2013.01.001.
- [68] OYE V, AKER E, DALEY T M, *et al.* Microseismic monitoring and interpretation of injection data from the In Salah CO₂ storage site (Krechba), Algeria[J]. *Energy Procedia*, 2013, 37:4191-4198. DOI:10.1016/j.egypro.2013.06.321.
- [69] VERDON J P, STORK A L, BISSELL R C, *et al.* Simulation of seismic events induced by CO₂ injection at In Salah, Algeria[J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2015, 426:118-129. DOI:10.1016/j.epsl.2015.06.029.
- [70] PREISIG M, PRÉVOST J H. Coupled multi-phase thermo-poromechanical effects. Case study: CO₂ injection at In

- Salah, Algeria[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(4): 1055-1064. DOI: 10. 1016/j. ijggc. 2010. 12. 006.
- [71] WANG Lei, BAI Bing, LI Xiaochun, *et al.* An analytical model for assessing stability of pre-existing faults in caprock caused by fluid injection and extraction in a reservoir[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2016, 49(7): 2845-2863. DOI: 10. 1007/s00603-016-0933-0.
- [72] GHEIBI S, HOLT R M, VILARRASA V. Effect of faults on stress path evolution during reservoir pressurization [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2017, 63: 412-430.
- [73] MEGUERDIJIAN S, JHA B. Quantification of fault leakage dynamics based on leakage magnitude and dip angle [J]. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2021, 45(16): 2303-2320. DOI: 10. 1002/nag. 3267.
- [74] TAGHIPOUR M, GHAFPOORI M, LASHKARIPOUR G R, *et al.* A geomechanical evaluation of fault reactivation using analytical methods and numerical simulation[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2021, 54(2): 695-719. DOI: 10. 1007/s00603-020-02309-7.
- [75] VILARRASA V, MAKHNENKO R, GHEIBI S. Geomechanical analysis of the influence of CO₂ injection location on fault stability[J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2016, 8(6): 805-818. DOI: 10. 1016/j. jrmge. 2016. 06. 006.
- [76] ELLIS B R, FITTS J P, BROMHAL G S, *et al.* Dissolution-driven permeability reduction of a fractured carbonate caprock[J]. *Environmental Engineering Science*, 2013, 30(4): 187-193. DOI: 10. 1089/ees. 2012. 0337.
- [77] XIE S Y, SHAO J F, XU W Y. Influences of chemical degradation on mechanical behaviour of a limestone[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2011, 48(5): 741-747. DOI: 10. 1016/j. ijrmms. 2011. 04. 015.
- [78] PLUYMAKERS A M H, SAMUELSON J E, NIEMEIJER A R, *et al.* Effects of temperature and CO₂ on the frictional behavior of simulated anhydrite fault rock[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2014, 119(12): 8728-8747. DOI: 10. 1002/2014JB011575.
- [79] MOORE D E. Crystallographic controls on the frictional behavior of dry and water-saturated sheet structure minerals[J]. *Journal of Geophysical Research*, 2004, 109(B3): B03401. DOI: 10. 1029/2003JB002582.
- [80] KIM K, MAKHNENKO R Y. Short- and long-term responses of reservoir rock induced by CO₂ injection[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2022, 55(11): 6605-6625. DOI: 10. 1007/s00603-022-03032-1.
- [81] NICOL A, CARNE R, GERSTENBERGER M, *et al.* Induced seismicity and its implications for CO₂ storage risk [J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 3699-3706.
- [82] KONSTANTINOVSKAYA E, RUTQVIST J, MALO M. CO₂ storage and potential fault instability in the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin (Quebec, Canada): Insights from coupled reservoir-geomechanical modeling[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, 22: 88-110. DOI: 10. 1016/j. ijggc. 2013. 12. 008.
- [83] GOODARZI S, SETTARI A, ZOBACK M D, *et al.* Optimization of a CO₂ storage project based on thermal, geomechanical and induced fracturing effects[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, 134: 49-59. DOI: 10. 2118/139706-MS.
- [84] ZHANG Zhihua, HUISINGH D. Carbon dioxide storage schemes: Technology, assessment and deployment[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2017, 142: 1055-1064. DOI: 10. 1016/j. jclepro. 2016. 06. 199.

(责任编辑: 黄仲一 英文审校: 方德平)