

DOI: 10.16108/j.issn1006-7493.2023010

引用格式: 陈博文, 王锐, 李琦, 周银邦, 谭永胜, 代全齐, 张瑶. 2023. CO₂地质封存盖层密闭性研究现状与进展[J]. 高校地质学报, 29(1): 085-099

CO₂地质封存盖层密闭性研究现状与进展

陈博文^{1,2}, 王锐³, 李琦^{1,2*}, 周银邦³, 谭永胜^{1,2}, 代全齐³, 张瑶^{1,2}

1. 岩土力学与工程国家重点实验室 中国科学院武汉岩土力学研究所, 武汉 430071;

2. 中国科学院大学, 北京 100049;

3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘要: CO₂地质封存是应对全球性气候变化、减排温室气体的关键技术之一。大规模CO₂注入地层容易出现泄漏问题, 尤其是通过盖层的泄漏, 包括毛细管泄漏、盖层水力破裂和沿盖层既有断层的泄漏等。因此, 盖层密闭性评价对CO₂地质封存长期安全稳定性的预测至关重要的。通过对密闭机理、影响因素、破坏模式等影响CO₂地质封存盖层密闭性的研究现状进行总结, 发现盖层密闭机理包括毛细管封闭、水力封闭和超压封闭, 影响盖层密闭性的主要因素有盖层岩性、盖地比特征、盖层厚度、盖层岩石力学性质和封存压力, 进而对CO₂注入过程中盖层密闭性的破坏模式进行评价, 并对盖层密闭性研究的不足提出了一些见解。

关键词: CO₂地质封存; 盖层密闭性; 突破压力; 破裂压力

中图分类号: X701 **文献标识码:** A **文章编号:** 1006-7493(2023)01-085-15

Status and Advances of Research on Caprock Sealing Properties of CO₂ Geological Storage

CHEN Bowen^{1,2}, WANG Rui³, LI Qi^{1,2*}, ZHOU Yinbang³, TAN Yongsheng^{1,2}, DAI Quanchi³, ZHANG Yao^{1,2}

1. State Key Laboratory of Geomechanics and Geotechnical Engineering, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Wuhan 430071, China;

2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;

3. SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China

Abstract: CO₂ Geological storage is one of the key technologies to address global climate changes and reduce greenhouse gas emissions. Large-scale CO₂ injection into the formation is prone to inducing CO₂ leakage problem. In particular, the leakage problem of CO₂ through caprock includes capillary leakage, hydraulic fracture and leakage along pre-existing faults crossing caprock. Therefore, evaluation of caprock seal is crucial for prediction of long-term safety and stability of CO₂ geological storage. This paper provides an overview of the current status of research on sealing mechanisms, influencing factors, and damage modes affecting caprock seal of CO₂ geological storage. It is concluded that caprock seal mechanisms include capillary seal, hydraulic seal, and overpressure seal. The main influencing factors of caprock seal characteristics include caprock lithology, mudrock-sand ratio, caprock mechanical properties, and sequestration pressure. Then, the damage modes of caprock seal during CO₂ injection are illustrated, and some insight into the shortcoming of caprock seal is provided.

收稿日期: 2022-09-14; 修回日期: 2023-01-31

基金项目: 湖北省自然科学基金创新群体项目(2021CFA030); 中国石化石油勘探开发研究院委托研究项目(33550000-21-ZC0613-0220); 宁夏二氧化碳地质封存调查、试验与示范项目第三方地质服务项目二标段(TZZD/NZC220120C)联合资助

作者简介: 陈博文, 男, 博士研究生, 研究方向为CO₂地质封存与利用; E-mail: chenbowen940321@163.com

***通讯作者:** 李琦, 男, 研究员, 博士生导师, 长期致力于二氧化碳地质封存与碳中和技术研究; E-mail: qli@whrsm.ac.cn

Key words: CO₂ geological sequestration; caprock sealing performance; breakthrough pressure; fracture pressure

Corresponding author: LI Qi, Professor; E-mail: qli@whrsm.ac.cn

1 引言

世界经济的快速发展已导致环境和气候问题日益凸显,特别是以化石燃料为主的能源消耗引起了温室效应、气候异常以及海水酸化等环境问题。CO₂地质封存(CCS)技术是当前减少CO₂直接排放的最有效措施之一,即通过工业技术将超临界CO₂注入到深部地层中并长期封存。对于规模化的CCS工程项目来讲,其长期安全稳定性是保证工程实施的重要保障,稳定的区域性盖层是CO₂地质封存的重要保障。随着CCS项目在全球广泛的开展,盖层密闭性评价已成为其重要研究内容(Shukla et al., 2010)。

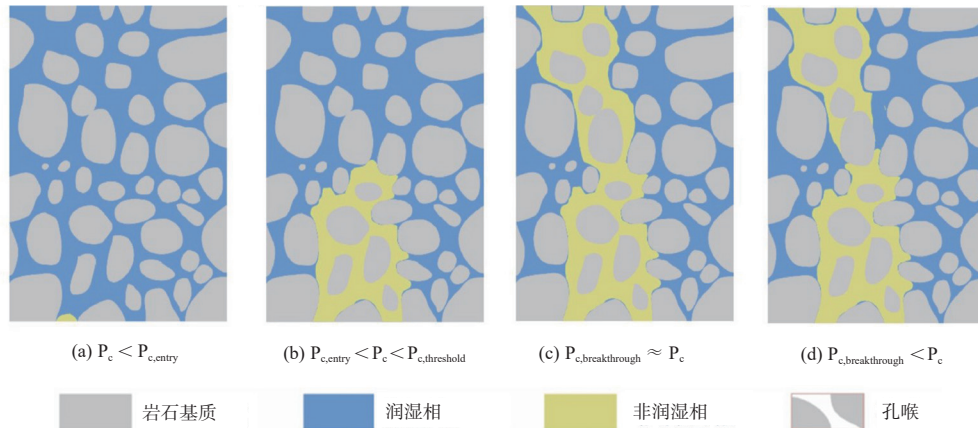
盖层是指直接覆盖于储层之上的低渗透膏岩、盐岩和泥页岩等封闭性岩层,是阻止CO₂向上方地层运移和泄漏的重要屏障,而盖层密闭性是指覆盖地层阻止CO₂通过和泄漏的能力(Song et al., 2013)。从地质背景出发,盖层是CO₂地质封存圈闭的主要组成部分,不同的储盖层组合形成背斜型、断层型和裂缝型的构造圈闭,其中背斜型圈闭是年封存百万吨级CO₂的首选(王紫剑等, 2022)。因此,盖层密闭性强弱直接影响到CO₂地质封存圈闭的长期安全稳定性。盖层密闭性研究最初始于油气藏领域,后在储气库和CO₂地质封存等领域也取得了长足进步。当然,不同领域的研究侧重点也有不少差异,油气藏领域主要关注自然条件下地质构造抬升对盖层封闭油气藏的影响,储气库领域则重点研究短期反复注采气体对盖层密闭性的影响,而CO₂地质封存则关注CO₂注入后应力场变化和CO₂—咸水—岩石相互作用对盖层密闭性的影响。盖层密闭性研究最早是以Smith(1966)提出盖层密闭性概念为标志。Downey(1984)首次对盖层密闭性评价进行了全面总结,提出了从微观和宏观两个方面进行综合评价的技术路线。Ingram等(1999)提出了完整的盖层密闭性评价流程,探讨了毛细管封闭、水力裂缝和构造裂缝对泥岩盖层完整性的影响。Grunau(2007)总结了全球334个油气藏的盖层特征,提出盖层厚度、扩散速率和裂缝演化

特征是盖层评价的重要参数。Amann-Hildenbrand等(2013)总结了四种盖层突破压力测试方法,为盖层岩石的突破压力测试和定量表征提供了参考。Jin等(2014)提出了泥页岩盖层密闭性动态演化过程评价方法,建立了突破压力和孔隙度、渗透率的定量关系。李小春等总结了CO₂注入过程中盖层地质力学问题,并基于真三轴条件下泥岩盖层变形的渗透性实验研究,建立起注采扰动下盖层稳定性的解析模型和组合盖层密封性的数值模型(李小春等, 2016; Shi et al., 2018; 孔维钟等, 2015; Wang et al., 2016)。李琦等对CO₂地质封存盖层评价指标进行了显著性分析,对流体注入过程中盖层力学稳定性和断层活化的多场耦合过程进行了详尽的评价研究(Wei et al., 2016; Fei et al., 2015; Li et al., 2022; He et al., 2022)。随着CCS项目向百万吨级以上的封存规模发展,对盖层密闭性提出了更高的要求,从只关注盖层宏观和微观特征的静态评价,向CO₂通过纳米级孔隙渗逸和盖层水力破裂等动态评价发展。针对CO₂地质封存盖层密闭机理的研究现状,很有必要及时总结盖层密闭机理和影响因素的研究成果,深入讨论CO₂注入所导致盖层密闭性破坏的主要模式,并指出盖层密闭性研究的不足之处。

2 CO₂地质封存盖层密闭机理

2.1 毛细管封闭

毛细管封闭机理是盖层孔隙中毛细管压力阻滞CO₂逸散。毛细管封闭又称为物性封闭或薄膜封闭,其封闭能力取决于毛细管压力 P_c (Zhang et al., 2022)。在CO₂浮力、储层水动力和超压(合称储层孔隙压力)的共同作用下CO₂流体会驱替盖层中润湿相流体(如咸水)。当盖层毛细管进入压力($P_{c, entry}$)大于储层孔隙压力时,盖层能有效阻止CO₂侵入盖层运移的过程,称为静态封闭(图1a)。反之,CO₂可能会侵入盖层运移,盖层孔隙的毛细管压力、吸附阻力和摩擦阻力共同阻滞CO₂运移和泄漏的过程,称为动态封闭。从微观角度分析,动态封闭特征与孔隙中毛细管压

图 1 CO₂突破盖层毛细管的过程 (Zhang et al., 2022)Fig. 1 Diagram illustrating the process of CO₂ breaking through the capillary of caprock (Zhang et al., 2022)

力变化特征有关。毛细管压力能细分为进入压力 ($P_{c,entry}$)、阀门压力 ($P_{c,threshold}$) 和突破压力 ($P_{c,breakthrough}$) 等, 其压力大小关系为突破压力 > 阀门压力 > 进入压力。当储层孔隙压力超过进入压力时, CO₂ 优先侵入孔径较大的孔隙 (图 1b); 当储层孔隙压力超过阀门压力时, CO₂ 持续驱替孔隙中润湿相流体, 盖层内部逐渐形成连续的渗流通道 (图 1c); 当储层孔隙压力超过突破压力时, 形成贯通整个盖层的优势渗流通道, CO₂ 能通过盖层运移和泄漏, 盖层毛细管封闭机制将失效 (图 1d)。通常优势渗流通道中最小孔喉处毛细管压力最大, 与盖层突破压力相等。突破压力是表征盖层封闭能力最直观的参数, 其大小与盖层孔隙中毛细管压力、吸附阻力和摩擦阻力有关 (Ma et al., 2020):

$$P_d = \frac{2\sigma\cos\theta}{r_0} + \lambda_1 H + \lambda_2 v \quad (1)$$

式中, P_d 为突破压力, MPa; σ 为界面张力, N/m; θ 为接触角, °; r_0 为最小孔喉半径, m; H 为盖层厚度, m; v 为 CO₂ 在盖层中运动速度, m/s; λ_1 为吸附阻力系数, 无因次; λ_2 为摩擦阻力系数, 无因次。

由式 (1) 可知, 盖层毛细管封闭能力与 CO₂-咸水的界面张力、润湿接触角、连通孔喉半径和盖层厚度有关。因此, 盖层毛细管封闭能力主要受 4 个因素影响:

(1) 成岩作用: 成岩演化程度是影响泥岩盖层发育程度的主要因素 (Bachu et al., 2007)。早成岩

阶段的浅部泥岩 (埋深 < 1500 m) 处于正常压实, 其成岩程度差, 毛细管封闭能力较小; 早成岩阶段至晚成岩中期的中部泥岩 (埋深在 1500~3200 m) 处于异常压实阶段, 盖层中润湿相流体排出受到阻滞而导致具有非常高的毛细管压力, 并且盖层具备毛细管封闭和超压封闭; 晚成岩阶段后期的深层泥岩 (> 3200 m) 处于紧密压实阶段, 欠压实作用增强, 盖层中流体孔隙压力会大于岩石抗拉强度, 大量的微裂缝萌生和扩展导致盖层密闭性降低。

(2) 界面张力: 界面张力是非润湿相 (如 CO₂) 和润湿相 (如咸水) 接触界面的不平衡分子力, 是影响毛细管压力的关键因素 (Al-Yaseri et al., 2022)。CO₂ 与咸水的界面张力随温度增大而减小, 但随地层压力增加表现出先减小后稳定的变化趋势 (Zhang et al., 2023; Mutailipu et al., 2019)。同时, 咸水中离子浓度对界面张力有显著影响, 界面张力随离子浓度增加而增加 (Aggelopoulos et al., 2010; Chalbaud et al., 2009)。

(3) 润湿性: 润湿性表征岩石孔隙空间中 CO₂-咸水、CO₂-矿物相和咸水-矿物相界面张力共同作用下的气-液-固接触角特征, 其大小会改变盖层的亲水性和疏水性, 并影响 CO₂ 驱替咸水的难易程度 (Ali et al., 2022; Iglauder et al., 2015)。

(4) 盖层厚度: 虽然毛细管压力与厚度无直接的函数关系, 但盖层吸附阻力随盖层厚度增大而增大。大厚度的盖层在区域分布上保持沉积环境的稳定, 形成的盖层岩性纯度高, 减小和堵截较大连通孔隙的在垂向通道的通性, 从而导致毛细管压力增

大。此外,盖层厚度越大时,盖层内部生成的流体不容易排出,会形成异常高压,导致毛细管压力增加。

孔隙度、渗透率、孔隙半径、比表面积和突破压力等参数能定量表征毛细管封闭能力,尤其渗透率、突破压力是直接反映毛细管封闭强弱的关键参数。渗透率是反映流体通过岩石渗透性的量度,当盖层渗透率越小,则盖层毛细管封闭越强。Yang等(2007)研究了北海、墨西哥湾和里海地区的30种天然泥岩渗透率,测试泥岩渗透率范围为 $10^{-8} \sim 10^{-22} \text{ m}^2$,泥岩渗透率分别随有效应力、粘土含量的增加而减小,但随孔隙度、含砂量和孔隙半径增加而增加。突破压力是反映润湿相被非润湿相驱替并形成贯通盖层的优势渗流通道所需的最小毛细管压力(高帅等,2015; Song et al., 2013)。突破压力能通过压汞法、实验法、测井和地震数据解译等方法得到,尤其以分步法、连续法、驱替法和脉冲法等实验法获取岩心尺度的突破压力,是评价目标场地盖层密闭性和 CO_2 封存规模的重要基础参数(Wu et al., 2020; Zhang et al., 2022)。图2总结了突破压力与渗透率、孔隙度、孔隙半径、比表面积、盖层密度和埋深的关系。从图2可知,突破压力随盖层岩石渗透率、孔隙度、孔隙半径和埋深增加而减小,随比表面积增加而增加,但密度与突破压力的关系未表现出规律性的变化趋势。因此,通过建立各参数与突破压力的函数关系,能定量评价盖层毛细管封闭能力(Jin et al., 2014)。

2.2 盖层水力封闭

水力封闭作用通常发育于宽缓褶皱或单斜地质构造的深部地层,并且断裂构造不发育和不导水,地下水通过静水压力或重力驱动封堵 CO_2 向上扩散和运移,对 CO_2 羽流形成水力封闭(刁玉杰等,2011)。水力封闭盖层多发育于致密的膏岩和盐岩,其毛细管压力非常高, CO_2 难以突破盖层毛细管压力发生泄漏。水力封闭盖层只有在构造变动或流体孔隙压力增加导致裂缝和断裂产生,才会破坏水力封闭作用(庞雄奇等,1993)。储层中流体孔隙压力增加导致盖层发生破裂的机制称为水力破裂。盖层水力破裂分为两种模式,即完整岩石断裂和原有断裂重启(Engelder et al., 1990)。如图3所示,通过应力莫尔圆和破坏包络线的关系,分别表征出两

种水力破裂的特征。流体孔隙压力增加导致有效应力减小,岩石应力莫尔圆左移并靠近破坏包络线,当应力莫尔圆与破坏包络线相切时,盖层发生水力破裂。根据盖层抗拉强度(T)和有效差应力($\sigma_1 - \sigma_3$)(即最大主应力 σ_1 与最小主应力 σ_3 的差值)的关系,完整盖层的水力破裂分为张性破裂、张性剪切破裂和剪切破裂(Sibson, 2003)。当有效差应力小于4倍的抗拉强度时,盖层发生张性破裂;当有效差应力为4~6倍的抗拉强度时,岩石发生张性剪切破裂;当有效差应力大于6倍的抗拉强度时,岩石发生剪切破裂(Mildren et al., 2005; 鲁雪松等, 2021)。

过高的孔隙压力是盖层岩石破裂的关键因素,储层的孔隙压力由水相压力和 CO_2 羽流孔隙压力组成。盖层破裂压力(P_{st})被定义为盖层发生水力破裂的流体孔隙压力。如图4a所示,储层中 CO_2 羽流的孔隙压力增加,会导致储层和盖层交界处流体孔隙压力增加,当其超过盖层破裂压力时,完整盖层水力破裂并形成垂向裂缝, CO_2 通过裂缝泄漏。因此,为防止完整盖层发生破裂,储层中最大的流体孔隙压力(P_p)必须小于盖层破裂压力(P_{st}):

$$P_p = \sigma_h + T = P_{wrc} + \Delta P_{HC} < P_{st} \quad (2)$$

式中, σ_h 为最小水平主应力,MPa; T 为岩石的抗拉强度,MPa; P_{wrc} 为储层中水相压力,MPa; ΔP_{HC} 为注入 CO_2 引起的孔隙压力增量,MPa。

如图4所示,对于原生闭合的断层发育于盖层, CO_2 羽流侵入断层后,随 CO_2 孔隙流体压力增加,断层面的有效正应力减小,导致阻止断层滑动的摩擦阻力减小。当断层面孔隙压力与沿断层面的破裂压力相等时,断层活化发生滑动。根据库伦断层摩擦理论,得出断层滑动的临界破裂压力(P_{ff}):

$$P_{ff} = [\sigma_h - f(\mu) \times \sigma_v] / [1 - f(\mu)] \quad (3)$$

$$f(\mu) = [(\mu^2 + 1)^{0.5} + \mu]^2 \quad (4)$$

式中, σ_v 为垂直主应力,Pa; μ 为摩擦系数,根据对粘土岩的室内试验和实测统计,摩擦系数一般为0.3~0.6。

从图4可知,盖层内部发育的原生断层滑动所需的孔隙压力增量(ΔP_{HC})小于完整盖层水力破裂的孔隙压力增量(Finkbeiner et al., 2001),因此完整盖层的封存高度要大于发育有原生断层的盖层封

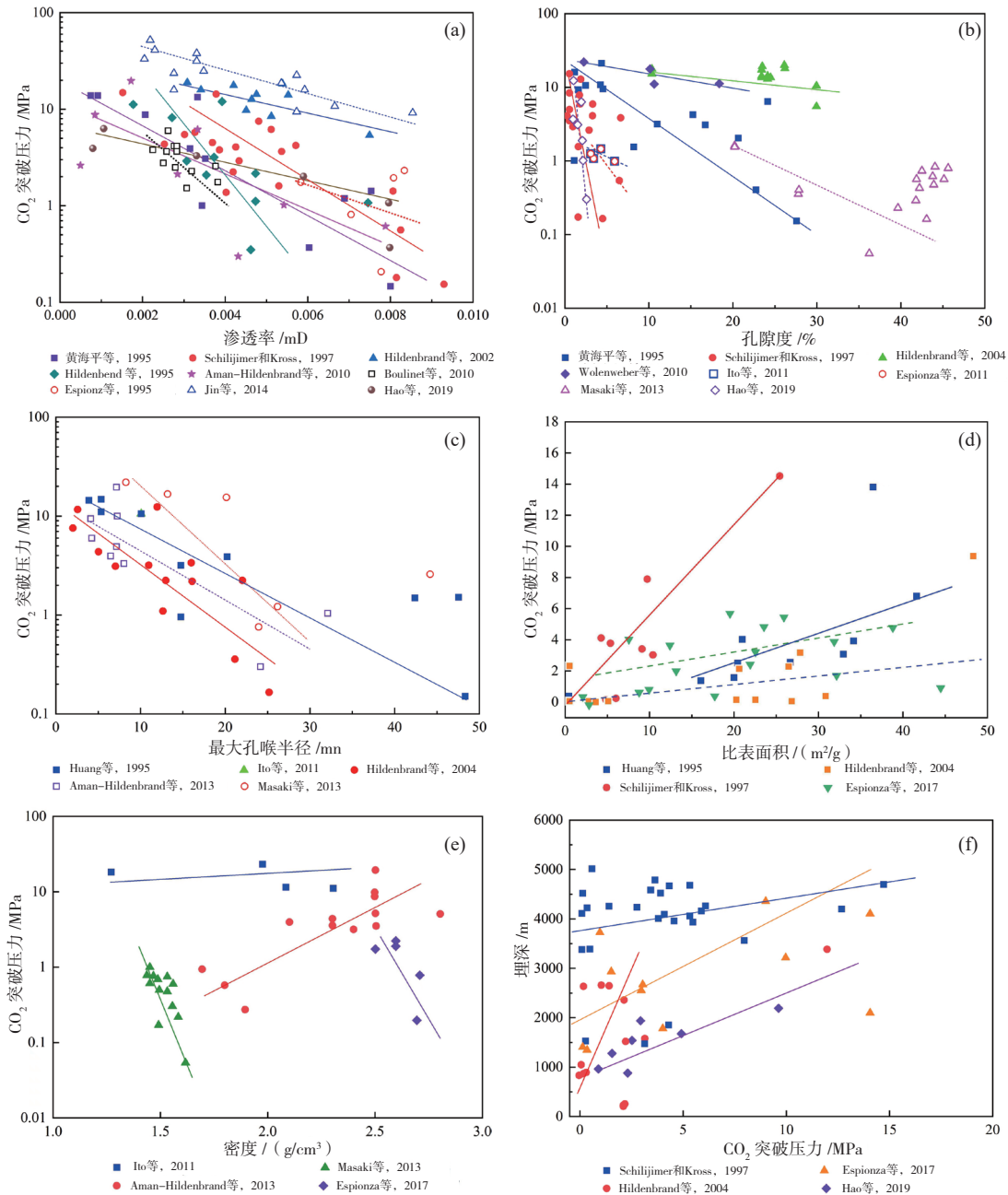


图2 (a)突破压随渗透率变化的特征; (b)突破压随孔隙度变化的特征; (c)突破压随孔喉半径变化的特征; (d)突破压随比表面积变化的特征; (e)突破压随密度变化的特征; (f)突破压随埋深变化的特征 (黄海平等, 1995; Schlömer et al., 1997; Espinoza et al., 2017; Ito et al., 2010; Hildenbrand et al., 2004; Amann-Hildenbrand et al., 2013; Hildenbrand et al., 2002; Jin et al., 2014; Ono et al., 2012; Hao et al., 2021)

Fig. 2 (a) Changes in breakthrough pressure with permeability; (b) Changes in breakthrough pressure with porosity; (c) Changes in breakthrough pressure with pore radius; (d) Changes in breakthrough pressure with specific surface area; (e) Changes in breakthrough pressure with caprock density; (f) Changes in breakthrough pressure with burial depth (Schlömer et al., 1997; Espinoza et al., 2017; Ito et al., 2010; Hildenbrand et al., 2004; Amann-Hildenbrand et al., 2013; Hildenbrand et al., 2002; Jin et al., 2014; Ono et al., 2012; Hao et al., 2021)

存高度。

2.3 盖层超压封闭

盖层超压封闭主要受盖层孔隙的吸附阻力控制。欠压实的泥岩盖层中孔隙水排出会受吸附阻力限制, 在正常的静水压力梯度下流体排出不畅, 容

易产生孔隙流体的滞流现象, 并导致盖层具有异常高的流体孔隙压力, 阻止储层中 CO₂ 流体向上逸散, 从而形成盖层超压封闭。同时, 具有超压的盖层塑性较强, 盖层发生水力破裂和断层活化的风险降低。吕延防等 (2000) 研究发现超压盖层的破

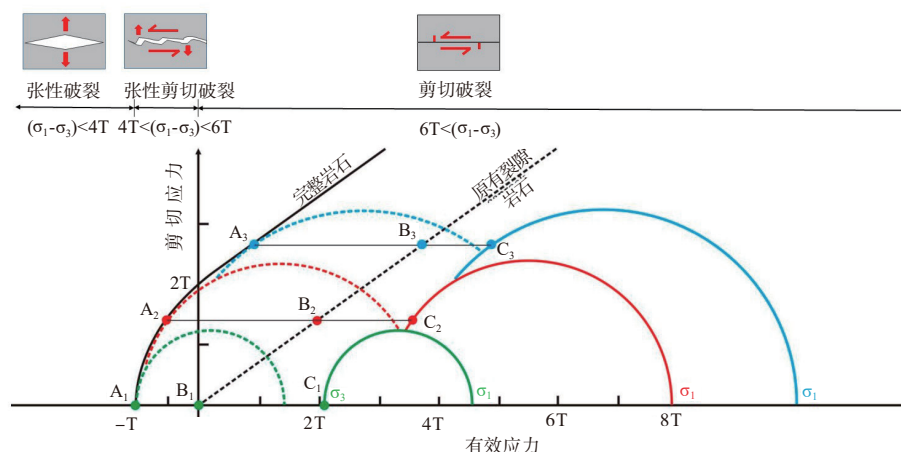
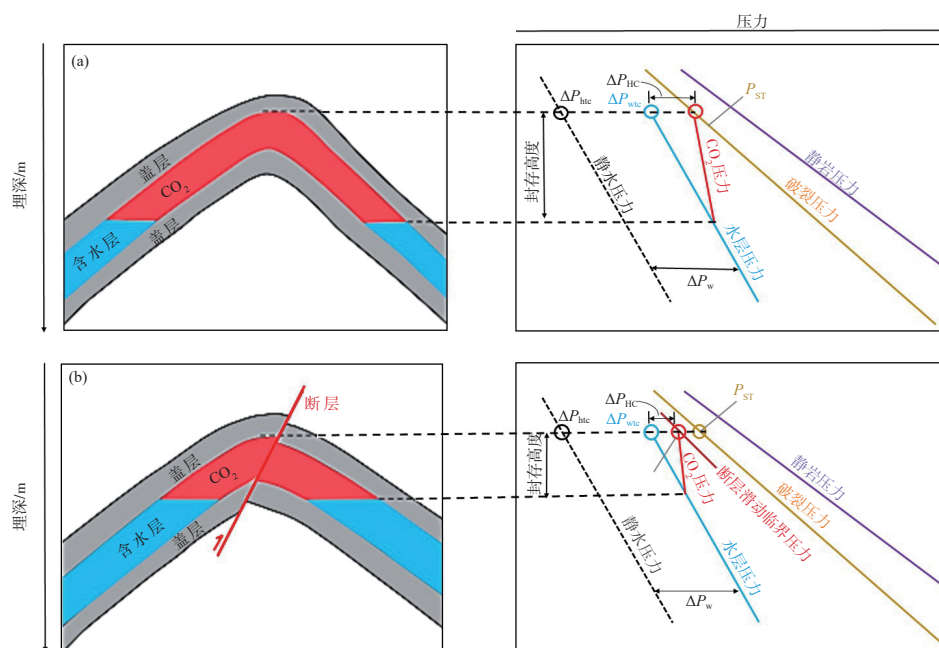


图3 盖层发生张性破裂、张性剪切破裂和剪切破裂的机制 (Ingram et al., 1997; Sibson, 2003)

Fig. 3 The mechanisms of tensile rupture, tensile shear rupture, and shear rupture of caprock (Ingram et al., 1997; Sibson, 2003)



(a) 完整盖层水力破裂; (b) 盖层中原生断层活化 (Hao et al., 2015)

图4 水力封闭盖层的破坏模式

Fig. 4 The failure mode of hydraulic seal in caprock

坏压力等于2倍的盖层超压值,盖层封闭能力随超压值增加而增强。通过超压因子可评估超压对盖层密闭性的影响,超压因子定义为储层孔隙流体压力和垂向应力之比,其上限等于最小水平应力与垂向应力的比值,超压盖层密闭性随超压因子增加而增加(鲁雪松等,2021)。前人提出当流体孔隙压力等于85%的静岩压力时,盖层发生水力破裂,但这个结论应用于超压盖层,可能会低估其所能承受的最大孔隙流体压力和最大的封闭高度。例如,欧

洲北海 Franklin 油气田超压因子为0.92,地层压力系数(即地层压力与静水压力的比值)为2.30,盖层破裂前油气柱的最大封存高度超过502 m;墨西哥湾 Bullwinkle 地区超压因子为0.97,地层压力系数为2.42,盖层破裂前油气柱的最大封存高度超过300 m (Luo et al., 2007)。Hao 等(2015)根据注入流体后地层压力与破裂压力的关系,将超压盖层分为四种圈闭(图5):充满型盖层、欠充满型盖层、散失型盖层和未充注型盖层,其中充满型盖层的封

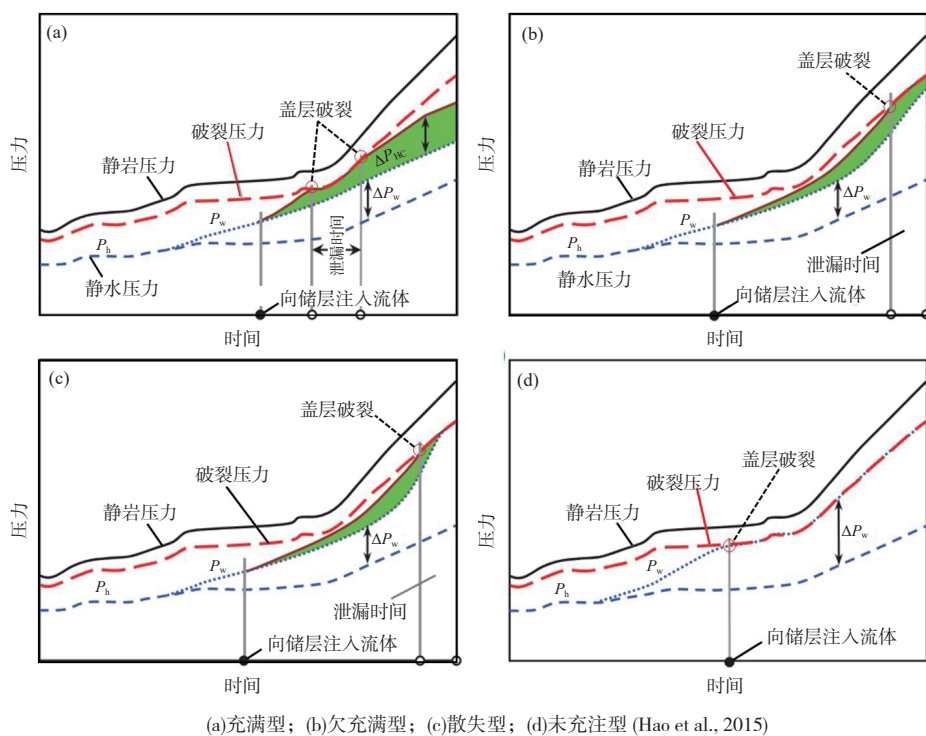


Fig. 5 Types of the overpressured caprocks

存容量最大。

3 盖层密闭性的影响因素

3.1 盖层岩性

常见的盖层岩性分为 3 类：泥质岩约占 70%、膏盐岩约占 20%、碳酸岩和火成岩等共约占 10%，尤其膏盐岩和泥页岩是优良的盖层岩性（付晓飞等, 2018; 刘俊新等, 2015）。由于成岩环境的差异，不同岩性的盖层中矿物成分、孔喉结构和物性特征表现出差异，因此不同岩性的盖层封闭能力存在明显的差异。如图 6a 所示，我国陆相盆地中不同岩性的盖层封闭能力从高到低依次为盐岩、膏岩、泥岩、碳酸盐岩、泥质粉砂岩（Skerlec, 1999）。膏盐岩盖层具有岩石孔径极小、孔隙迂曲度高和塑性变形强等优良特性，其对气体封闭能力最强。泥质岩是我国大中型气田的主要盖层，但泥质岩具有岩性种类多、微观各向异性强和封闭能力差异大的特征，因此泥质岩盖层密闭性的研究一直是关注热点。胡文瑄等（2019）根据泥岩的矿物成分和结构特征将其分为粉砂质泥岩、钙质泥岩、硅质泥岩和碳质泥岩，并研究不同泥岩的孔隙特征对密闭性的

影响。付广(2006)表明沉积环境、成岩作用和构造演化等作用对泥岩盖层的细观结构和渗透性具有较大影响。Yang等(2010)发现含不同黏土矿物含量的泥质岩,其渗透率的差异可达2~5个数量级。Guiltinan等(2018)发现泥岩中泥质和石英含量的不同导致盖层密闭性存在明显差异,盖层的压实性和密闭性随泥质含量增加而增加,但盖层水力破裂风险随石英含量增加而增加。同时,泥质含量增加能加大孔喉非均质性和减小孔喉有效配位数,强化泥岩盖层的封闭能力(马鑫等,2019)。Skerlec(1999)指出盐膏岩、泥岩和碳酸盐岩盖层的封存烃柱高度均超过1000 m。Zheng等(2021)定量表征粘土含量与突破压力关系,指出岩石突破压力随黏土矿物增加而增加,当粘土含量超过40%时CO₂突破压力柱高超过1000 m(图6b)。盖层的孔隙度和渗透率随着成岩作用和埋深增加而逐渐降低。Asem等(2022)发现不同岩性盖层的渗透率和孔隙度随埋深增加而表现出1~5个量级的差异。对于泥页岩或膏盐岩盖层,随着埋深的变化,成岩程度、物性和温压环境都发生改变,导致盖层力学性质从脆性、脆塑性到塑性甚至完全塑性变

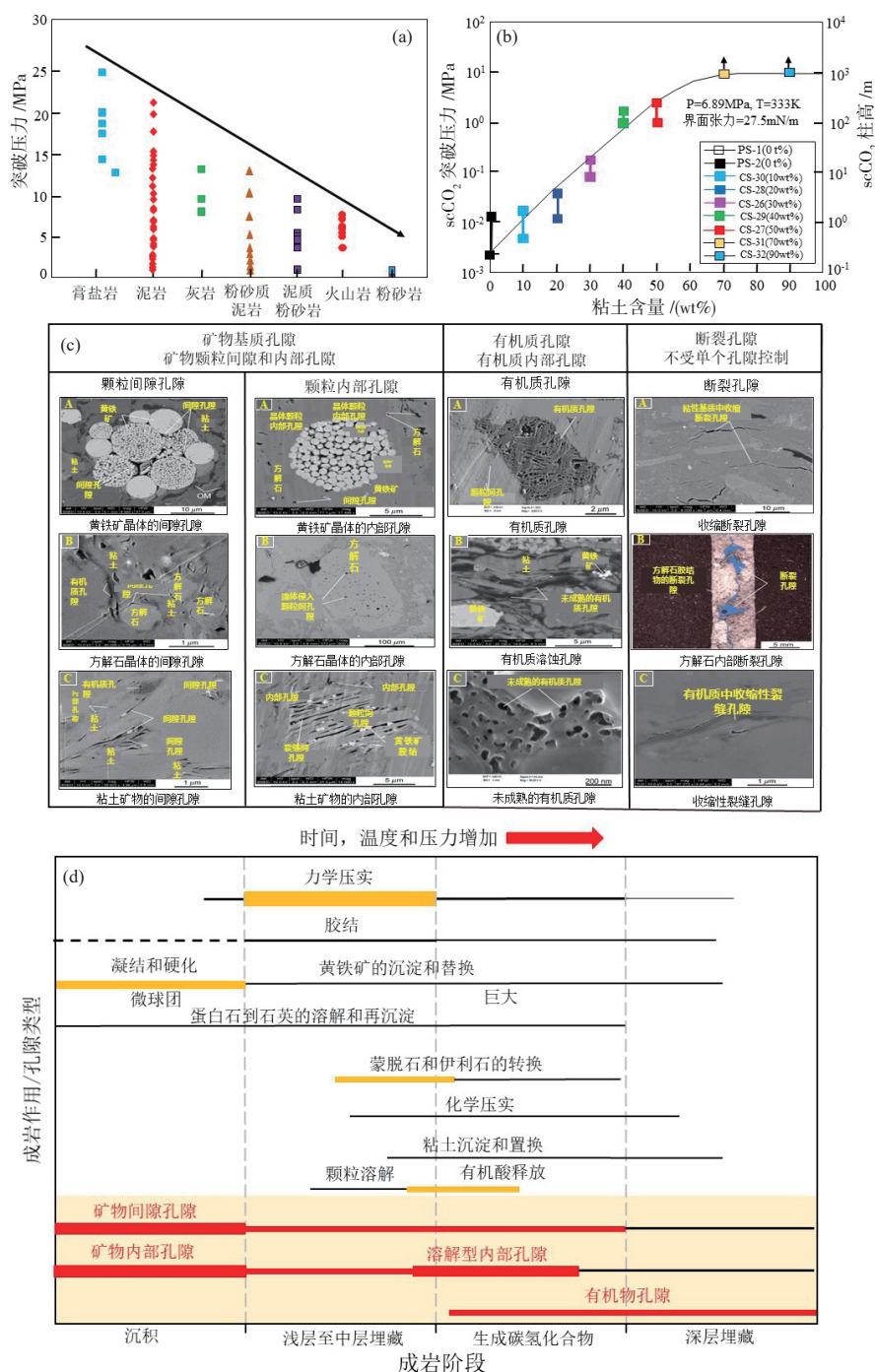


图6 (a) 不同岩性的盖层突破压力(付广, 2006); (b) 突破压力与粘土含量的关系 (Guiltinan et al., 2018); (c) 不同孔隙特征的 SEM图 (Loucks et al., 2012); (d) 泥岩孔隙类型与成岩历史关系 (Loucks et al., 2012)

Fig. 6 (a) Breakthrough pressure of different caprock; (b) Relationship between breakthrough pressure and clay content (Guiltinan et al., 2018); (c) SEM images of different pore characteristics (Loucks et al., 2012); (d) Relationship between pore types and rock diagenetic events (Loucks et al., 2012)

形。随着岩石脆性程度增加, 盖层内部形成的裂缝会不断扩展导致渗透性增加, 盖层密闭性减弱。因此, 盖层脆塑性特征是影响盖层密闭性的重要因素, Wang 等 (2019) 研究发现盖层脆塑性转化的特征

是控制盖层密闭性的关键因素, 对比发现膏岩脆塑性转化的临界围压小于泥岩临界围压, 相同围压下泥岩表现出脆性变形, 而膏岩则表现出脆—塑性变形甚至延性变形。吴桐等 (2016) 发现由于膏岩和

盐岩的组成不同,发生脆塑性变形的难易程度存在差异,其发生脆塑性难易程度从小到大依次为盐岩>含盐夹层的膏岩>膏岩>泥页岩。

孔隙网络和微裂缝是 CO₂ 通过盖层渗漏的主要通道,不同岩性的盖层中孔隙和微裂缝特征存在差异,盖层密闭性随孔隙网络和微裂缝增加而减弱 (McCreesh et al., 1991; Dawson et al., 2002; Schieber, 2010)。通常,泥岩盖层的孔隙尺度是从纳米至微米尺寸 (Loucks et al., 2010),如欧洲北海盆地盖层孔喉半径为 5~160 nm,孔喉半径随着埋藏深度增加而逐渐减小,埋深超过 3000 m 的孔喉半径小于 30 nm (Mallon et al., 2008);中国松辽盆地埋深 340~2327 m 的中浅层泥岩孔喉半径为 0.8~200 nm,而埋深 1243~3043 m 的深部泥岩孔喉半径为 0.8~40 nm (付晓飞等, 2018)。采用扫描电镜 (SEM) 成像方法可直观发现,泥页岩中孔隙类型由纳米尺度的粘土矿物间隙孔隙、粘土矿物内部孔隙、有机质孔隙和断裂孔隙构成 (Tomutsa et al., 2007; 胡文瑄等, 2019),如图 6c 所示。胡文瑄等 (2019) 指出泥页岩中不同矿物与 CO₂ 的润湿接触角不同,导致孔隙界面的化学粗糙度出现明显差异,如富含有机质的泥页岩孔隙界面性质变化大,是突破压力增加的重要因素。图 6d 总结了不同泥岩孔隙类型随成岩历史变化的特征。随着地层时代、温度和压力增加,矿物间隙孔隙和内部孔隙的比重减小,有机质孔隙的比重增加 (Loucks et al., 2012)。随成岩阶段向深层埋藏发展,孔隙随之向微纳米尺度被压实,盖层密闭性逐渐发生变化。

综上所述,由于沉积环境、成岩作用和地质构造演化等作用,不同岩性的盖层矿物成分、孔隙结构和渗透特性存在明显差异,盖层密闭性也表现出明显差异。

3.2 盖地比特征

通过盖地比可表征盖层纵向分布特征。盖地比是纵向上砂泥交互叠合的盖层中泥岩厚度与盖层总厚度的比值 (柏明星等, 2022)。当盖地比越大时,盖层中纵向连续分布的泥岩厚度越大,因此盖层密闭性越强。King 等 (1990) 基于逾渗理论发现叠置砂体间存在盖地比阈值,高于该阈值砂体之间保持连通,盖层密闭性越差。Jackson 等 (2005) 提出利用盖地比阈值表征盖层密闭性,其中水平阈值

为 0.28,垂直阈值为 0.50,当盖地比低于水平和垂直阈值时,CO₂ 通过盖层发生横纵向泄漏的风险较低。高鹏博等 (2021) 提出鄂尔多斯含油气盆地泥砂互层叠合盖层的盖地比大于 70% 时,盖层密闭性好;当盖地比为 45%~70% 时,盖层密闭性中等;当盖地比小于 45% 时,盖层纵向砂体连通概率高,CO₂ 通过盖层泄漏风险高。根据盖地比 (C_0) 和砂地比 (C) 的关系,划分了盖层密闭性等级 (图 7):当盖地比大于 C_0 时,盖层密闭性好;当盖地比介于 $1-C_0$ 和 $1-C$ 时,盖层密闭性中等;当盖地比小于 $1-C$ 时,盖层密闭性差 (Lei et al., 2013)。盖地比反映了盖层平面分布的连续性和纵向抗突破的能力。盖地比越高,泥页岩的平面连续性好,CO₂ 通过盖层泄漏的风险越小。

3.3 盖层厚度

虽然毛细管力与盖层厚度无直接的函数关系,但吸附阻力随盖层厚度增大而增大,盖层封闭高度随盖层厚度增加而增大。庞雄奇等 (1993) 统计了松辽盆地的泥质盖层欠压实幅度与盖层厚度的关系,发现当盖层厚度越大时,盖层内部生成的流体不容易被排出,容易形成异常高压,导致盖层密闭性增强。付广等 (2020) 通过不同长度岩心的突破压力实验,发现盖层突破压力随盖层长度增加而增大,并且厚层盖层的生烃超压对盖层密闭性有重要作用。张占文等 (1996) 开展盖层厚度和气体封闭能力的研究,发现随着盖层厚度增加,盖层横纵向分布连续性增加,被断层和断裂破坏风险降低,

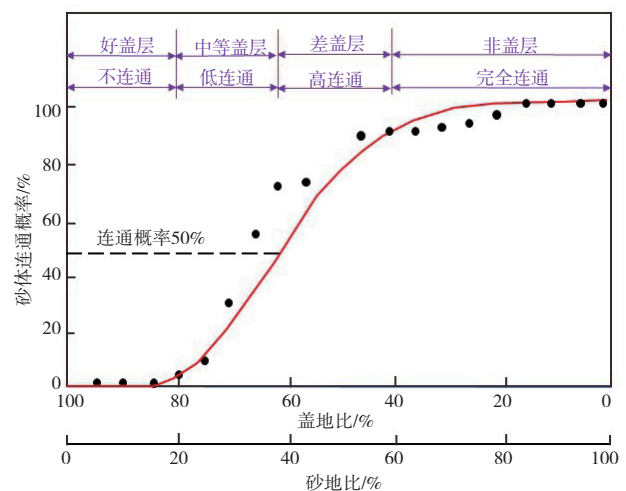


图 7 盖地比与砂体连通概率关系 (Lei et al., 2013)
Fig. 7 Relationship between mudrock-sand ratio in caprock and sand body connectivity (Lei et al., 2013)

从而增强了 CO_2 地质封存盖层密闭性。Tremosa 等 (2017) 指出盖层中优势渗流通道长度随盖层厚度增加而增加, 盖层中气液多相流运移速度随盖层厚度增加而减小, 导致盖层原位沉淀反应增强, 盖层密闭性变好。Ma 等 (2020) 建立了盖层厚度与最大密封烃柱高度的定量关系, 指出最大的封烃高度与启动压力和毛细管压力有关, 与盖层厚度呈线性正相关 (图 8)。因此, 盖层密闭性随盖层厚度增加而增强。

3.4 盖层的岩石力学特征

随盖层埋深、成岩程度和温压环境的变化, 盖层具有不同的岩石力学特征。通常, 盖层岩石力学特征表现出脆性、脆—塑性和塑性特征。Kohlstedt 等 (1995) 提出盖层岩石脆—塑性转换定量表征方法, 定义了盖层岩石的脆性与脆—塑性过渡带分界点和脆—塑性过渡带与塑性分界点。根据不同围压或埋深下的岩石应力—应变曲线形态, 可确定岩石所处的破裂类型、变形方式、破裂强度和破裂应变。付晓飞等 (2018) 和鲁雪松等 (2021) 厘定了某区块膏岩和泥岩的脆—塑性转换临界围压, 研究表明膏岩脆性破裂的临界围压明显低于泥岩盖层。泥岩脆性指数 (BRI)、超固结比 (OCR) 和岩石密度等参数也应用于盖层岩石力学表征评价。Ingram 等 (1999) 提出了 BRI 大于 2 时, 岩石容易发生脆性破裂造成盖层泄漏。Nygard 等 (2006) 利用 OCR 来定量表征泥岩的脆性程度, 将 OCR 定义为前期

固结应力 (σ'_{vmax}) 与现今有效垂直应力 (σ'_v) 的比值, 研究发现当泥岩的 OCR 大于 2.5, 盖层发生脆性破裂造成密闭性失效的风险比较大。随着埋深增大, 盖层密度增大, 泥岩的抗压强度随密度增大而逐渐增强, 但泥岩破裂应变却逐渐减小, 破裂方式从塑性变化逐渐转换为脆性破裂。Corcoran 等 (2002) 利用岩石密度和破裂应变表征泥页岩脆—塑性特征: 脆性阶段的泥岩密度大于 2.50 g/cm^3 , 破裂应变小于 3%; 脆—塑性过渡阶段的泥岩密度在 $2.25 \sim 2.50 \text{ g/cm}^3$, 破坏应变在 3%~8%; 塑性阶段的泥岩密度小于 2.25 g/cm^3 , 破裂应变大于 8%。鲁雪松等 (2021) 基于大量泥岩的三轴岩石力学实验结果, 建立了综合考虑泥岩密度、破裂应变和泥岩脆性、塑性判识图版 (图 9), 以泥岩的破裂应变 3% 和 6% 为界限, 将泥岩变形划分为脆性域、脆—塑性过渡域和塑性域。盖层脆塑性的表征是评价盖层密闭性的重要方法。

3.5 封存压力

封存压力是影响 CO_2 地质封存盖层密闭性的重要参数, 当封存压力大于盖层突破压力且小于盖层破裂压力时, CO_2 突破盖层发生渗透扩散; 当封存压力大于盖层破裂压力时, 盖层发生水力破裂 (Song et al., 2013)。在不破坏盖层密闭性的原则下, 增大 CO_2 封存压力可增加储层封存容量和提高单井注入率。因此, 需严格限制最大封存压力小于盖层突破压力和破裂压力。Rutqvist 等 (2002) 指出盖层底部水力破裂的风险最大, 当储层的孔隙压力大于破裂压力会导致盖层底部形成张拉裂缝或剪切裂缝以释放压力。已有研究成果表明当孔隙流体压力大于最小主应力与盖层抗拉强度之和, 即当最小有效主应力表现为张力且大于岩石抗拉强度时, 盖层发生水力破裂 (Hao et al., 2015; Ingram et al., 1999; Nygard et al., 2006; 付晓飞等, 2018)。前人研究发现当封存压力超过 82%~85% 的静岩压力时, 盖层发生水力破裂并形成垂直裂缝 (Anderson et al., 1991)。此外, 封存压力过高会导致储层孔隙压力增大, CO_2 聚集于盖层底部, 对盖层产生浮托作用, 使盖层向上弯曲产生隆起变形。例如, 在 In Salah 的 CO_2 地质封存项目中, 地表以 5 mm/年 的速率向上隆起 (Mathieson et al., 2008), 地表隆起横向影响范围能达几千米至几十千米 (Rutqvist

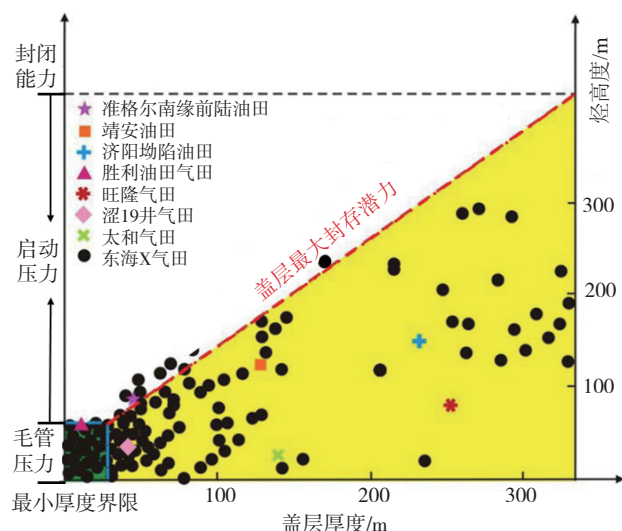


图 8 盖层厚度与最大密封烃柱高度的关系 (Ma et al., 2020)

Fig. 8 Relationship between caprock thickness and maximum hydrocarbon column sealing height (Ma et al., 2020)

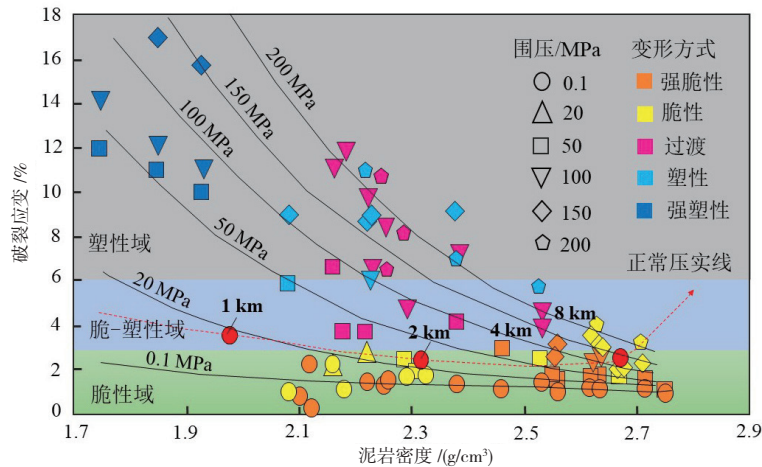


图 9 用泥岩密度和破裂应变判断盖层脆塑性 (鲁雪松等, 2021)

Fig. 9 The brittle and ductile characteristics of caprock determined by mudstone density and rupture strain

et al., 2010; Cappa et al., 2009)。因此, 盖层密闭性研究要综合考虑盖层力学特征和 CO₂ 封存压力的共同作用。

4 CO₂地质封存盖层密闭性的破坏模式

了解盖层密闭性破坏的潜在风险, 对 CCS 项目的长期风险评估、选址和计量管理具有非常重要意义。在 CCS 项目运行期间, 大规模 CO₂ 注入会导致储层孔隙压力积聚。由于 CO₂ 羽流密度低于储层中地层水, CO₂ 羽流会向上漂浮至顶部的盖—储层界面, 因此该界面会承受最大的孔隙压力, 盖—储层界面处盖层密闭性一直是关注热点。图 10 总结了储层孔隙压力积聚导致盖层密闭性破坏的模式。从力学角度考虑, CO₂ 注入过程中改变了初始应力场和孔压场, 导致地层隆起变形, 诱发盖层裂隙萌生和扩展, 影响盖层的密闭性。此外, 断层受到应力场扰动后会发生活化, 甚至诱发地震。因此, 根据盖层的密闭机制和破坏条件, 分别确定了四种盖层密闭性破坏的模式:

(1) 毛细管泄漏: 注入 CO₂ 羽流积聚于储盖层界面, 当盖层突破压力大于储层孔隙压力时, CO₂ 只以分子扩散渗入盖层, 但扩散泄漏不会引起 CO₂ 长期泄漏。当孔隙压力超过盖层突破压力时, 盖层内部形成连通的优势渗流通道, 发生毛细管泄漏。盖层中原生裂缝或断层是毛细管泄漏风险的最大位置。

(2) 盖层水力破裂: 当储层孔隙流体压力超过盖层破裂压力时, 盖层底部受到拉张应力或剪切

作用, 导致盖层水力破裂形成高渗透性通道。前人广泛研究发现, 当储层顶部的流体孔隙压力达到 82%~85% 的静岩压力, 即近似等于最小水平主应力时, 盖层发生水力破裂并形成垂向裂缝, 导致盖层渗透率大幅度增加。

(3) 断层重新活化: 当断层毗邻目标储层时, CO₂ 渗入断层并导致沿断层面的孔隙压力增大。当断层面孔压超过沿断层面剪应力时, 会诱发断层活化和滑动, 并可能引发地震。若断层位于目标储层下部, CO₂ 持续注入会增加断层两盘的荷载, 也可能导致断层活化。CO₂ 会通过断层活化产生的优势泄漏通道发生大规模泄漏。

(4) 盖层隆起: 当储层孔隙压力增大时, 聚集于盖层底部的 CO₂ 羽流产生浮托作用, 盖层向上弯曲并隆起变形。同时, 盖层变形响应会扩展至上覆岩体产生挤压变形, 尤其在注入井附近的地层隆起位移最大。地层隆起变形随注入压力增加而增加, 导致注入井与盖层接触面错位, 产生高渗透的裂隙通道, 导致盖层密闭性降低。

5 需要重视的研究问题

虽然盖层密闭性研究取得了很大进步, 但一些科学问题仍需深入研究, 主要包括:

(1) 实际地层条件与实验室条件的差异较大, 导致盖层封闭性评价参数的实验值与真实值存在较大误差。目前已有学者对岩石突破压力进行温度、压力或介质性质等校正或转换, 但其他盖层评价参数如界面张力、渗透率等仍不经任何校正或转换被

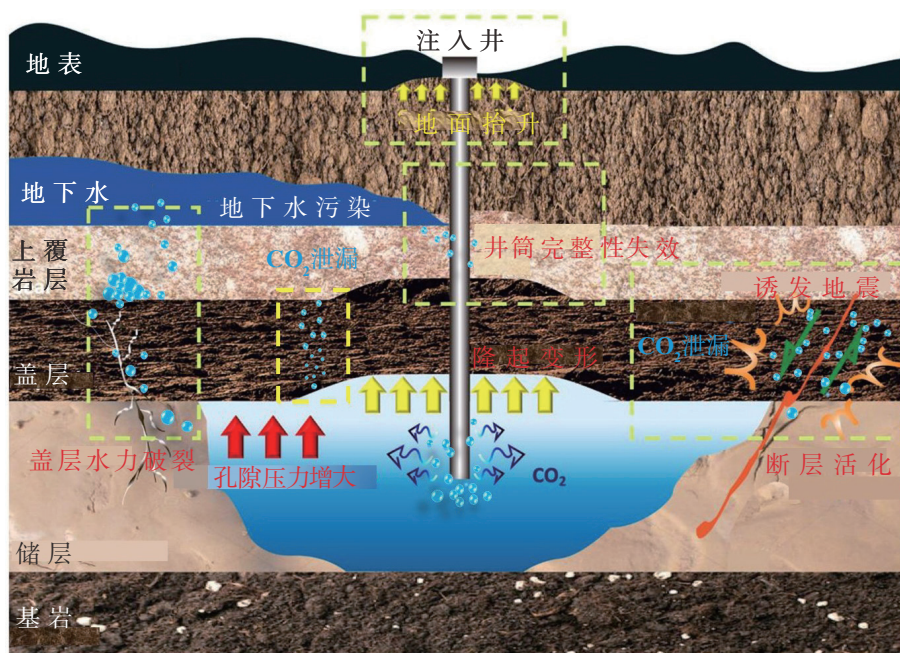


图 10 CCS项目中CO₂透过盖层泄漏的潜在风险 (Song et al., 2023)
Fig. 10 Potential risks of CO₂ leakage through caprock in the CCS project (Song et al., 2023)

直接用于盖层密闭性的评价中,从而导致盖层密闭性评价结果出现较大偏差。

(2) 目前盖层密闭性的数值模拟集中于地质学问题、多相流体渗流和反应溶质渗流耦合过程,而全面考虑盖层渗流—热—化学—力学耦合对盖层密闭性的研究关注非常有限。

(3) 现有 CO₂ 地质封存的盖层密闭性研究通常都假设盖层为均质性,而实际盖层会呈现出各向异性,对盖层及其分布的裂缝、断层等精细刻画的数值模型目前较少报道。

(4) CO₂ 地质封存盖层密闭性研究集中于室内实验、理论模型和数值模拟等,基于实际场地的 CO₂ 通过盖层的泄漏过程及其对盖层密闭性影响的研究较少。

6 结论

(1) 盖层密闭机理主要包括毛细管封闭、水力封闭和超压封闭。毛细管的封闭能力取决于毛细管压力,主要受控于成岩作用、界面张力、润湿性和盖层厚度,突破压力是盖层毛细管封闭能力的最关键参数。水力封闭的盖层具有非常高的毛细管压力,盖层咸水通过静水压力或重力驱动作用封堵 CO₂ 扩散和运移。当储层压力大于盖层

破裂压力时,盖层发生水力破裂导致密闭性破坏。盖层超压的形成主要受盖层孔隙吸附阻力的控制,吸附阻力随成岩程度增加而增加,随盖层厚度增大而增大。

(2) 盖层岩性、盖层分布特征、盖层厚度、岩石力学特性和封存压力是影响盖层密闭性的主要因素。不同岩性的盖层,其封闭能力表现出膏盐岩>泥岩>碳酸盐岩>泥质粉砂岩。盖层密闭性随盖地比增大而增强。盖层能封闭气体的高度随盖层厚度增加而增加。盖层岩石脆韧性特征是表征盖层密闭性的基础,通过摩尔—库伦、Byerlee 摩擦和 Goetze 准则能够定量地表征盖层脆塑性的临界围压。在不破坏盖层密闭性原则下,增大 CO₂ 封存压力可增加储层封存容量,但需限制最大封存压力小于突破压力和破裂压力。

(3) 盖层密闭性破坏主要有 4 种模式。一是毛细管泄漏,当孔隙压力超过盖层突破压力时,盖层形成优势渗流通道发生毛细管泄漏。二是盖层水力破裂,当储层孔隙流体压力超过破裂压力时,盖层发生水力劈裂形成垂向裂缝。三是断层重新活化,当断层面的流体孔压超过沿断层面的剪应力时,会引发断层滑动,并可能诱发地震。四是盖层隆起,聚集于盖层底部的 CO₂ 羽流产生浮托作用,使盖

层产生向上弯曲拱起而变形,导致注入井与盖层错位产生高渗透通道。

参考文献 (References):

柏明星, 张志超, 白华明, 等. 2022. 二氧化碳地质封存系统泄漏风险研究进展[J]. 特种油气藏, 29(4): 1–11.

刁玉杰, 张森琦, 郭建强, 等. 2011. 深部咸水层CO₂地质储存地质安全性评价方法研究[J]. 中国地质, 38(3): 786–792.

付广, 董金梦, 彭万涛. 2020. 断盖配置渗漏与封闭转换时期的确定方法及其应用[J]. 沉积学报, 38(4): 868–875.

付广. 2006. 泥质岩盖层对各种相态天然气封闭机理及其定量研究[D]. 大庆: 东北石油大学.

付晓飞, 吴桐, 吕延防, 等. 2018. 油气藏盖层封闭性研究现状及未来发展趋势[J]. 石油与天然气地质, 39(3): 454–471.

高鹏博, 吕丁友, 黄江波, 等. 2021. 砂—泥互层盖层垂向封闭性定量评价[J]. 中州煤炭, 43(11): 115–120.

高帅, 魏宁, 李小春. 2015. 盖岩CO₂突破压测试方法综述[J]. 岩土力学, 36(9): 2716–2727.

胡文瑄, 陆现彩, 范明, 等. 2019. 泥页岩盖层研究进展: 类型, 微孔特征与封盖机理[J]. 矿物岩石地球化学通报, 38(5): 885–896.

黄海平, 邓宏文. 1995. 泥岩盖层的封闭性能及其影响因素[J]. 天然气地球科学, 6(2): 20–26.

孔维钟, 白冰, 李小春, 等. 2015. CO₂咸水层封存中组合盖层的密封效果研究[J]. 岩石力学与工程学院, 34(S1): 2671–2678.

李小春, 袁维, 白冰. 2016. CO₂地质封存力学问题的数值模拟方法综述[J]. 岩土力学, 37(6): 1762–1772.

刘俊新, 杨春和, 刘伟, 等. 2015. 泥质岩盖层前期名义固结压力及封闭特性研究[J]. 岩石力学与工程学报, 11(12): 2377–2387.

鲁雪松, 柳少波, 田华, 等. 2021. 深层背斜圈闭中泥岩盖层完整性评价方法及其应用—以四川盆地川中地区震旦系气藏为例[J]. 石油学报, 42(4): 415–427.

鲁雪松, 张凤奇, 赵孟军, 等. 2021. 准噶尔盆地南缘高探1井超压成因与盖层封闭能力[J]. 新疆石油地质, 42(6): 666–675.

吕延防, 付广, 张发强, 等. 2000. 超压盖层封烃能力的定量研究[J]. 沉积学报, 18(3): 465–468.

马鑫, 杨国栋, 喻英, 等. 2019. 黏土矿物含量对CO₂地质埋存体盖层封闭性的影响[J]. 矿物岩石地球化学通报, 38(1): 121–129.

庞雄奇, 付广, 万龙贵. 1993. 盖层封油气性综合定量评价—盆地模拟在盖层评价中的应用[M]. 北京: 地质出版社.

王紫剑, 唐玄, 荆铁亚, 等. 2022. 中国年封存量百万吨级CO₂地质封存选址策略[J]. 现代地质, 36(5): 1414–1431.

吴桐, 付晓飞, 王海学, 等. 2016. 膏盐岩脆塑性变形特征及封闭能力定量评价[J]. 地质论评, 62(1): 127–137.

张占文, 陈永成. 1996. 辽河盆地东部凹陷天然气盖层评价[J]. 沉积学报, 14(4): 102–107.

Shukla R, Ranjith P, Haque A, et al. 2010. A review of studies on CO₂ sequestration and caprock integrity [J]. Fuel, 89(10): 2651–2664.

Aggelopoulos C A, Robin M, Perfetti E, et al. 2010. CO₂/CaCl₂ solution interfacial tensions under CO₂ geological storage conditions: Influence of cation valence on interfacial tension [J]. Advances in Water Resources, 33(6): 691–697.

Ali M, Jha N K, Pal N, et al. 2022. Recent advances in carbon dioxide geological storage, experimental procedures, influencing parameters, and future outlook [J]. Earth-Science Reviews, 225: 103895.

Al-Yaseri A, Yekeen N, Ali M, et al. 2022. Effect of organic acids on CO₂–rock and water–rock interfacial tension: Implications for CO₂ geo-storage [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 214: 110480.

Amann-Hildenbrand A, Bertier P, Busch A, et al. 2013. Experimental investigation of the sealing capacity of generic clay-rich caprocks [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 19: 620–641.

Anderson R N, Wei H, Hobart M A, et al. 1991. Active fluid flow in the Eugene Island area, offshore Louisiana [J]. The Leading Edge, 10(4): 12–17.

Asem P and Gardoni P. 2022. A probabilistic, empirical model for permeability of mudstone [J]. Probabilistic Engineering Mechanics, 69: 103262.

Bachu S, Bonijoly D, Bradshaw J, et al. 2007. CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 1(4): 430–443.

Cappa F, Rutqvist J and K. Yamamoto. 2009. Modeling crustal deformation and rupture processes related to upwelling of deep CO₂–rich fluids during the 1965–1967 Matsushiro earthquake swarm in Japan [J]. Journal of Geophysical Research-Solid Earth, 114(B10): 1–20.

Chalbrat C, Robin M, Lombard J M, et al. 2009. Interfacial tension measurements and wettability evaluation for geological CO₂ storage [J]. Advances in Water Resources, 32(1): 98–109.

Corcoran D V and Doré A G. 2002. Top seal assessment in exhumed basin settings —Some insights from Atlantic margin and borderland basins [J]. Norwegian Petroleum Society Special Publications, 11(02): 89–107.

Dawson W C and Almon W R. 2002. Top seal potential of tertiary deep-water gulf of Mexico shales [J]. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 52: 167–176.

Downey M W. 1984. Evaluating seals for hydrocarbon accumulations [J]. AAPG Bulletin, 68(11): 1752–1763.

Engelder T and Lacazette A. 1990. Natural hydraulic fracturing [C]. Rock Joints: Proceedings of the international symposium on rock joints. Loen, Norway, June 4–6.

Espinoza D N and Santamarina C J. 2017. CO₂ breakthrough—Caprock sealing efficiency and integrity for carbon geological storage [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 66: 218–229.

Fei W B, Li Q, Wei X C, et al. 2015. Interaction analysis for CO₂ geological storage and underground coal mining in Ordos Basin, China [J]. Engineering Geology, 196: 194–209.

Finkbeiner T, Zoback M, Flemings P, et al. 2001. Stress, pore pressure, and dynamically constrained hydrocarbon columns in the south eugene island 330 field, northern gulf of Mexico [J]. AAPG Bulletin, 85(6): 1007–1031.

Grunau H R. 2007. A worldwide look at the cap-rock problem [J]. Journal of Petroleum Geology, 10(3): 245–265.

Guiltinan E J, Espinoza D N, Cockrell L P, et al. 2018. Textural and compositional controls on mudrock breakthrough pressure and permeability [J]. Advances in Water Resources, 121(11): 162–172.

Hao F, Zhu W L, Zou H Y, et al. 2015. Factors controlling petroleum accumulation and leakage in overpressured reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 99(5): 831–858.

Hao Fang, Zhu Weilin, Zou Huayao, et al. 2015. Factors controlling

- petroleum accumulation and leakage in overpressured reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 99(5): 831–858.
- Hao S, Cao J, Zhang H, et al. 2021. Breakthrough pressure prediction based on neural network model [J]. Geofluid, 2021: 1–15.
- He M, Li Q and Li X Y. 2022. A new simulator for hydromechanical coupling analysis of injection-induced fault activation [J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 8(2): 1–29.
- Hildenbrand A, Schlomer S, Krooss B M, et al. 2004. Gas breakthrough experiments on pelitic rocks: Comparative study with N_2 , CO_2 and CH_4 [J]. Geofluids, 4(1): 61–80.
- Hildenbrand A, Schlomer S and Krooss B M. 2002. Gas breakthrough experiments on fine-grained sedimentary rocks [J]. Geofluids, 2(1): 3–23.
- Iglauer S, Pentland C H and Busch A. 2015. CO_2 wettability of seal and reservoir rocks and the implications for carbon geo-sequestration [J]. Water Resources Research, 51(1): 729–774.
- Ingram G M and Urai J L. 1999. Top-seal leakage through faults and fractures: the role of mudrock properties [J]. Geological Society London Special Publications, 158(1): 125–135.
- Ingram G M, Urai J and Naylor M A. 1997. Sealing processes and top seal assessment [J]. Norwegian Petroleum Society Special Publications, 7(97): 165–174.
- Ito D, Kohei A, Takashi O, et al. 2010. Measurement of threshold capillary pressure for seal rocks using the step-by-step approach and the residual pressure approach [C]. 10th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Sep 19–23, Amsterdam, Netherlands.
- Jackson M, Yoshida S, Muggeridge A H, et al. 2005. Three-dimensional reservoir characterization and flow simulation of heterolithic tidal sandstones [J]. AAPG Bulletin, 89(4): 507–528.
- Jin Z J, Yuan Y S, Sun D S, et al. 2014. Models for dynamic evaluation of mudstone/shale cap rocks and their applications in the Lower Paleozoic sequences, Sichuan Basin, SW China [J]. Marine and Petroleum Geology, 49: 121–128.
- Juan, Song, Dongxiao, Zhang. 2012. Comprehensive review of caprock-sealing mechanisms for geologic carbon sequestration [J]. Environmental Science & Technology, 47(1): 9–22.
- King P R and Masihi M. 1990. The connectivity and conductivity of overlapping sandbodies [C]. Percolation Theory in Reservoir Engineering-II: Proceedings of the 2nd North Sea Oil and Gas Reservoirs Conference organized and hosted by the Norwegian Institute of Technology, Trondheim, Norway, May 8–11, 1989. Springer Netherlands, 1990.
- Kohlstedt D L, Evans B and Mackwell S J. 1995. Strength of the lithosphere: constraints imposed by laboratory experiments [J]. Journal of Geophysical Research-Solid Earth, 100(B9): 17587–17602.
- Lei Y H, Luo X R, Zhang L K, et al. 2013. A quantitative method for characterizing transport capability of compound hydrocarbon carrier system [J]. Journal of Earth Science, 24(3): 328–342.
- Li Q, Fei W B, Ma J L, et al. 2022. Coupled CO_2 sequestration simulation using Abaqus and Eclipse [J]. Environmental Geotechnics, 9(3): 149–158.
- Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. 2010. Preliminary classification of matrix pores in mudrocks [J]. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 60: 435–441.
- Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. 2012. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores [J]. AAPG Bulletin, 96(6): 1071–1098.
- Luo X R, Wang Z M, Zhang L Q, et al. 2007. Overpressure generation and evolution in a compressional tectonic setting, the southern margin of Junggar Basin, northwestern China [J]. AAPG Bulletin, 91(8): 1123–1139.
- Ma C F., Lin C Y, Dong C M, et al. 2020. Quantitative relationship between argillaceous caprock thickness and maximum sealed hydrocarbon column height [J]. Natural Resources Research, 29(3): 2033–2049.
- Mallon A J and Swarbrick R E. 2008. Diagenetic characteristics of low permeability, non-reservoir chalks from the Central North Sea [J]. Marine & Petroleum Geology, 25(10): 1097–1108.
- Mathieson A, Wright I, Roberts D, et al. 2008. Satellite imaging to monitor CO_2 movement at Krechba, Algeria [C]. 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Nov 16–20, at Washington, DC.
- McCreesh C A, Ehrlich R, Crabtree S J, et al. 1991. Petrography and reservoir physics II: Relating thin section porosity to capillary pressure, the association between pore types and throat size [J]. AAPG Bulletin, 15(1–2): 83–8.
- Mildren S D, Hillis R R, Lyon P J, Jet al. 2005. FAST: A new technique for geomechanical assessment of the risk of reactivation-related breach of fault seals [C]. AAPG Hedberg Series, 2005: 73–85.
- Mutailipu M, Liu Y, Jiang L L, et al. 2019. Measurement and estimation of CO_2 -brine interfacial tension and rock wettability under CO_2 sub- and super-critical conditions [J]. Journal of Colloid and Interface Science, 534: 605–617.
- Nygard R, Gutierrez M, Bratli R K, et al. 2006. Brittle-ductile transition, shear failure and leakage in shales and mudrocks [J]. Marine and Petroleum Geology, 23(2): 201–212.
- Ono M, Kameya H, Hosoda K, et al. 2012. Experimental measurements of threshold pressure for modeling saline aquifers in Japan [J]. Paper read at International Conference on Greenhouse Gas Technologies(GHGT), Nov 18–22, at Kyoto, Japan.
- Rutqvist J and Tsang C F. 2002. A study of caprock hydromechanical changes associated with CO_2 -injection into a brine formation [J]. Environmental Geology, 42(2): 296–305.
- Rutqvist J, Donald W V and Larry M. 2010. Coupled reservoir-geomechanical analysis of CO_2 injection and ground deformations at in Salah, Algeria [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 4(2): 225–230.
- Schieber J. 2010. Common themes in the formation and preservation of intrinsic porosity in shales and mudstones-illustrated with examples across the phanerozoic [R]// SPE Unconventional Gas Conference.
- Schlomer S and Krooss B M. 1997. Experimental characterisation of the hydrocarbon sealing efficiency of cap rocks [J]. Marine and Petroleum Geology, 14(5): 563–578.
- Shi L, Zeng Z J, Bai B, et al. 2018. Effect of the intermediate principal stress on the evolution of mudstone permeability under true triaxial compression [J]. Greenhouse Gases-Science and Technology, 8(1): 37–50.
- Sibson R H. 2003. Brittle-failure controls on maximum sustainable overpressure in different tectonic regimes [J]. AAPG Bulletin. 87(6):

- 901–908.
- Skerlec G M. 1999. Evaluating Top and Fault Seal [M]. Exploring for Oil and Gas Traps.
- Smith D A. 1966. Theoretical considerations of sealing and non-sealing faults [J]. AAPG Bulletin, 50(2): 363–374.
- Song J and Zhang D X. 2013. Comprehensive review of caprock-sealing mechanisms for geologic carbon sequestration [J]. Environmental Science & Technology, 47(1): 9–22.
- Song J and Zhang D. 2013. Comprehensive review of caprock-sealing mechanisms for geologic carbon sequestration [J]. Environmental Science & Technology, 47(1): 9–22.
- Song Y, Jun S, Na Y, et al. 2023. Geomechanical challenges during geological CO₂ storage: A review [J]. Chemical Engineering Journal, 456: 140968.
- Tomutsa L, Silin D and Radmilovic V. 2007. Analysis of chalk petrophysical properties by means of submicron-scale pore imaging and modeling [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 10(3): 285–293.
- Tremosa J, Mito S, Audigane P, et al. 2017. Experimental assessment of well integrity for CO₂ geological storage: A numerical study of the geochemical interactions between a CO₂-brine mixture and a sandstone-cement-steel sample [J]. Applied Geochemistry, 78(1): 61–73.
- Wang H X, Wu T, Fu X F, et al. 2019. Quantitative determination of the brittle-ductile transition characteristics of caprocks and its geological significance in the Kuqa depression, Tarim Basin, western China [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 173: 492–500.
- Wang L, Bai B, Li X C, et al. 2016. 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, 49(7): 2845–2863.
- Wei X C, Li Q, Li X Y, et al. 2016. Impact indicators for caprock integrity and induced seismicity in CO₂ geosequestration: Insights from uncertainty analyses [J]. Natural Hazards, 81(1): 1–21.
- Wu T, Pan Z J, Connell L D, et al. 2020. Gas breakthrough pressure of tight rocks: A review of experimental methods and data [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 81: 103408.
- Yang Y L and Aplin A C. 2007. Permeability and petrophysical properties of 30 natural mudstones [J]. Journal of Geophysical Research–Solid Earth, 112(B03206): 1–14.
- Yang Y L and Aplin A C. 2010. A permeability-porosity relationship for mudstones [J]. Marine and Petroleum Geology, 27(8): 1692–1697.
- Zhang C and Wang M L. 2022. A critical review of breakthrough pressure for tight rocks and relevant factors [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 100(45): 104456.
- Zhang C and Wang M L. 2023. CO₂/brine interfacial tension for geological CO₂ storage: A systematic review [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 220: 111154: 1–16.
- Zheng X J and Espinoza D N. 2021. Multiphase CO₂-brine transport properties of synthetic fault gouge [J]. Marine and Petroleum Geology, 129: 105054.