



海上老井井筒完整性失效机制及二氧化碳注入可行性研究进展

谭永胜^{1,2}, 庞照宇³, 李琦^{1,2,✉}, 武广瑗³, 陈博文^{1,2}

1. 中国科学院武汉岩土力学研究所, 岩土力学与工程国家重点实验室, 武汉 430071; 2. 中国科学院大学, 北京 100049; 3. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028

摘要 海上二氧化碳(CO₂)地质封存潜力大,但封存项目成本高。利用海上油气生产老井作为CO₂注入井,具有成本低和降低海上CO₂地质封存泄漏风险的特点,因而是一种极具潜力的CO₂地质封存方法。本研究梳理了海上老井CO₂封存井筒泄漏途径,分析了海上老井CO₂封存井筒完整性失效机制以及影响因素,在此基础上,归纳了海上老井CO₂封存可行性评价方法,并提出了今后研究的方向。学术界已获得的研究结果表明,海上CO₂封存井筒完整性失效机制研究较少,且海上老井CO₂封存注入可行性评价方法不完善,亟需开展海上老井CO₂封存井筒完整性失效机制及海上老井CO₂封存注入可行性评价方法研究,对海上CO₂安全高效地质封存具有重要意义。

关键词 海上CO₂封存;老井;井筒完整性;失效机制;可行性评价

以CO₂为主的温室气体排放量增加导致温室效应,带来了极端天气、海平面上升等全球性环境问题,CO₂减排成为全球关注的热点问题^[1]。中国《第三次气候变化国家评估报告》指出,到2030年中国碳达峰时,CO₂捕集利用与封存(CCUS)贡献的减排量约为 $2.0\times 10^8\sim 8.8\times 10^8$ t,CO₂地质利用与封存是CCUS的关键技术之一^[2]。CO₂地质利用与封存包括CO₂地质利用和地质封存,其中,CO₂地质利用是指通过工程技术将捕集的CO₂实现资源化利用的过程;CO₂地质封存是指CO₂封存在咸水层、枯竭油气藏等地层中,且能实现大规模CO₂减排的有效技术之一,为我国实现碳达峰、碳中和目标提供技术支撑。CO₂地质利用与封存通常分为陆上CO₂利用与封存和海上CO₂地质利用与封存,目前中国已经开展了神华CO₂咸水层封存、吉林油田CO₂驱油封存、胜利油田CO₂驱油封存等陆上CO₂封存项目。与陆上CO₂利用与封存相比,海上CO₂利用与封存远离人类居住地、远离地下水层和地表水体等人类赖以生存的资源,具有环境风险小、安全性高的特点。中国海上CO₂地质封存潜力约 2.58×10^{13} t^[2],是实现我国“碳达峰、碳中和”目标的重要支撑。但是,我国海上CO₂地质封存项目研究起步较晚,2022年建成的恩平15-1CO₂回注项目是我国第一个海上CO₂地质封存项目。

虽然海上钻井成本高、且海上油气钻井已穿过盖层,增加了海上CO₂地质封存的泄漏风险。但是利用海上油气生产的老井作为CO₂注入井仍是降低成本、提高封存效率的重要措施。受环境、空间等条件的限制,海上维护井筒完整性难度高,因此,要保证海上老井适用于CO₂注入及地质封存的要求,海上安全控制要求高且环境保护更严格,例如,海上油气井完井一般选用耐腐蚀的含Cr管材,陆上油气井一般选用碳钢^[3]。然而,目前的研究主要集中CO₂地质封存机理,对于海上老井CO₂注入可行性评价技术研究较少。

本研究以海上老井CO₂封存利用可行性为中心,梳理了老井CO₂注入井筒完整性失效机理和主要影响因素,总结了海上老井CO₂封存利用可行性评价技术研究进展,并提出了今后海上老井CO₂封存利用可行性评价技术的研究方向,以期对海上CO₂安全高效地质封存提供技术支撑。

收稿日期: 2024-03-13 录用日期: 2024-04-12

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(42377188), 中海油科研项目(KJGG-2022-12-CCUS-0104)

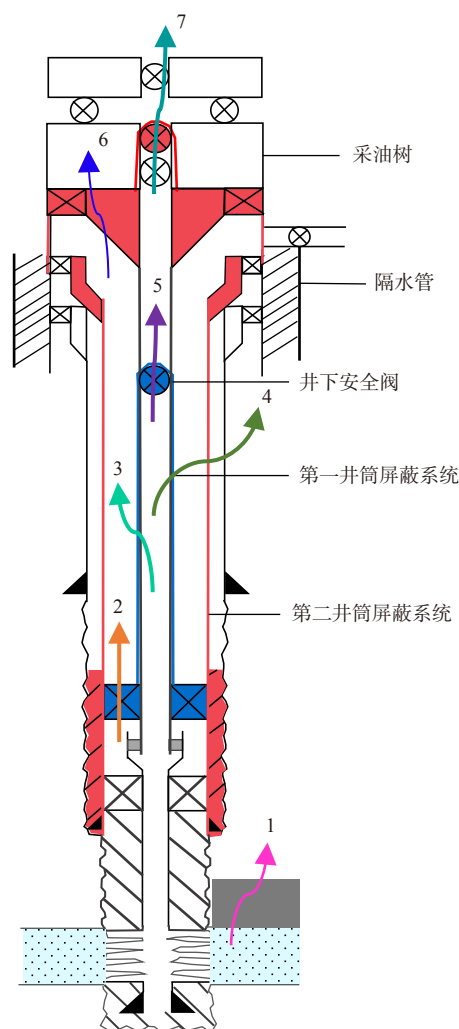
第一作者: 谭永胜(1984—),男,博士,助理研究员, ystan@whrsm.ac.cn ✉通信作者: 李琦(1972—),男,博士,研究员, qli@whrsm.ac.cn

1 海上 CO₂ 封存井筒完整性失效分析

CO₂ 封存井筒完整性是指：1) 钻完井、注入及封存过程中井筒不发生泄漏、变形等缺陷，并能在 CO₂ 注入及封存的压力、温度等环境中保持完整性；2) 井筒油管、套管、水泥环等始终处于受控状态；3) 具有针对性的失效分析、风险分析机制。美国环境保护署 (Environmental Protection Agency, 2007) 指出，CO₂ 封存的时间尺度一般是数千年，因此 CO₂ 封存井筒完整性是海上老井 CO₂ 安全高效封存的重要保障。由于海上钻井成本高、且钻井穿过盖层，增加了海上 CO₂ 地质封存的泄漏风险，所以利用海上油气生产的老井作为注入井是兼顾成本和 CO₂ 封存安全的重要措施。然而，利用海上油气生产的老井作为注入井，一方面要确保海上油气生产老井的 CO₂ 注入前的井筒完整性；另一方面，CO₂ 注入咸水层或枯竭油气藏时与井筒或地层水形成碳酸，以碳酸形式存的 CO₂ 与套管、水泥环等井筒材料发生化学反应^[4-5]。而 CO₂ 羽流短时间内无法从近井地带运移到储层，导致 CO₂ 注入过程及注入后井筒及储层的近井区域压力高，井筒元件承受更大的应力。综上所述，海上 CO₂ 注入及封存过程中受到多相态 CO₂ 环境的腐蚀、温差及地应力等因素的影响，无法确定海上 CO₂ 封存井筒是否失效。因此，需要开展海上老井 CO₂ 封存井筒完整性研究。

海上 CO₂ 封存井筒屏障的完整性是保证 CO₂ 高效安全封存的必要前提，设置合理的井屏障能够防止海上井筒 CO₂ 泄漏。根据海上 CO₂ 地质封存工程的特点，参考 NORSOK D-010“井筒完整性管理”标准中井筒完整性至少设置两道井屏障的要求，设置海上 CO₂ 封存井筒完整性为一级屏障和二级屏障 (图 1)。其中，一级屏障中油管柱及尾管主要从力学、密封、腐蚀、材料适用性来评价其完整性；尾管外水泥环主要从固井质量、水泥环的胶结强度来评价水泥环的完整性；在地层因素中主要考虑地层温度、地层构造及压力对井筒的影响；对于安全阀、封隔器及油管悬挂器等管柱附件主要考虑其密封性；从服役时间、服役环境以及设备来源去评价管柱密封的性能。二级屏障中套管柱主要从力学、密封、腐蚀、材料适用性来评价其完整性；套管管外水泥环主要从固井质量、水泥环的胶结强度来评价水泥环的完整性；在地层因素中主要考虑地层温度、地层压力、地层构造以及盐膏层对井筒完整性的影响；对于采油树、套管头、隔水管等井口装置主要考虑其密封性。

当井中发生泄漏，最重要的是识别哪些井隔离元件失效。图 1 显示了井中可能的泄漏路径。在一定条件下，各种井眼屏障元件容易退化。例如，钢在某些条件下会发生腐蚀，如果腐蚀的钢套管管没有得到保护，那么套管的完整性将会降低，泄漏风险将会增加。井下安全阀、井口、X-mas 采油树的原理和结果相同。如果水泥和钢铁的受力超出了预期的操作范围，它们也可能开裂或爆裂。温度和压力循环会导致材料疲劳，并增加这些材料的泄漏风险。另一个泄漏风险是水泥环。在施工过程中，钻井液或气体会在水泥中形成通道，在作业过程中，这些通道可能成为泄漏通道。同样适用于井



注：泄漏途径可能为：1-盖层失效泄漏；2-封隔器失效泄漏；3-油管失效泄漏；4-套管失效泄漏；5-井下安全阀失效泄漏；6-油管悬挂器失效泄漏；7-采油树失效泄漏。

图 1 海上 CO₂ 注入井筒屏障及井筒完整失效可能泄漏途径
Fig. 1 Possible leakage paths for the failure of CO₂ injection wellbore barrier

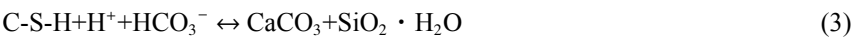
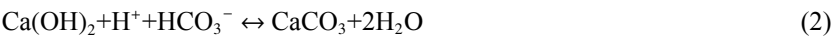
筒中大量冲蚀的区域,因为在第一次固井作业中很难成功置换流体,可能会导致沿水泥与地层之间的微环空泄漏的风险^[6]。

2 海上老井 CO₂ 封存井筒完整性失效机制

井筒完整性失效主要是由于地层流体流动、化学反应、应力、溶质运移、环空质量、套管退化、密封退化等原因造成 CO₂ 泄漏。这些失效类型可以归结为化学失效和力学失效^[7],失效后造成了 CO₂ 沿井和穿过井的泄漏,并可能导致储层内流体运移到地表,如图 2 所示。

2.1 水泥环腐蚀

固井水泥的基本化合物由钙和硅的各种氧化物组成。当 CO₂ 注入后,固井水泥中 CaO 与 CO₂ 反应。不同类型的固井水泥是由钙、硅和氧的不同分子组合组成,这种成分的变化导致每种水泥化学反应类型和反应程度是唯一的^[7]。固井水泥反应的主要反应过程如式 (1)~(4) 所示,CO₂ 与水结合后形成HCO₃⁻和H⁺;HCO₃⁻和H⁺与水溶液中Ca(OH)₂反应形成CaCO₃沉淀,随着 CO₂ 的不断注入,溶液由于H⁺的存在而呈现酸性;HCO₃⁻存在条件下,Ca(OH)₂反应形成CaCO₃,CaCO₃在酸性介质溶液中逐渐溶解。溶解反应生成的游离的钙离子(Ca²⁺)是导致水泥环稳定性失效的主要原因。KUTCHKO 等^[8-9]将水泥环腐蚀反应划分为 5 个区域,分别为:离地层最近的含水区、未腐蚀的水泥区域以及 3 个过渡区,CO₂ 到达离地层最近的含水区后,水泥降解前缘随着时间的推移而扩展,并在酸性条件下持续降解。因此,CO₂ 侵入的初始阶段由于碳酸钙的形成导致固井水泥的孔隙度和渗透率减小、力学强度增加;但是随着时间的推移,碳酸钙的溶解导致固井水泥的孔隙度和渗透率增大,力学强度大幅度降低。



由于固井水泥腐蚀始于方解石沉淀引起的堵塞,并随着固井水泥中钙基矿物的再溶解导致孔隙度增加。固井水泥的腐蚀程度和速度取决于固井水泥的组成成分、井龄及反应条件,通过室内试验研究不同类型固井水泥随时间的腐蚀程度如表 1 所示,研究结果表明温度、压力也是导致固井水泥反应速度的重要影响因素。

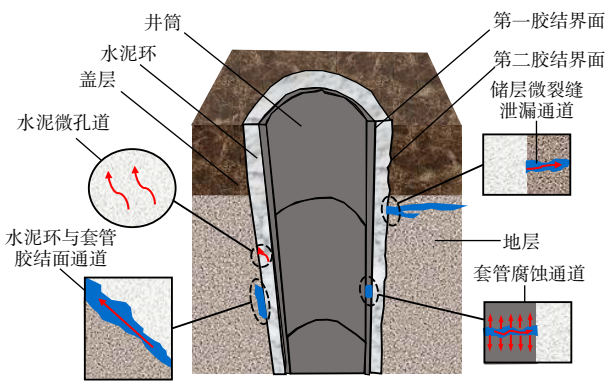


图 2 套管-水泥环-地层 CO₂ 泄漏途径
Fig. 2 CO₂ leakage paths of casing-cement-formation

表 1 不同类型固井水泥碳化深度总结

Table 1 Summary of carbonization depth of different types of cementing cement

水泥类型	压力和温度	反应状态	反应时间	碳化深度	文献	备注
波特兰G级油井水泥	28 MPa, 90 ℃	静态	—	$L = 0.26t^{1/2}$ (超临界湿CO ₂)、 $L = 0.22t^{1/2}$ (CO ₂ -饱和水体系)	[10]	L 单位为 mm; t单位为 h
波特兰G级油井水泥	8 MPa, 90 ℃	静态	—	$L = 0.11t^{1/2}$; 碳化前缘9.6 mm·a ^{-1/2}	[11]	L 单位为 mm; t单位为 h
波特兰G级油井水泥	10 MPa, 50 ℃	静态	15个月	小于1 mm	[12]	—
波特兰G级油井水泥	15 MPa, 49.85 ℃	静态	28 d	超临界CO ₂ 碳化深度2.15 mm 饱和CO ₂ 的NaCl溶液碳化深度3.20 mm	[13]	—
波特兰G级油井水泥	7.4~80 MPa, 20~55 ℃	静态	44 d	水泥环-套管界面碳化厚度1~2 mm 套管底部碳化3 mm	[14]	—

综上所述，水泥环腐蚀研究大部分在静态反应为主且集中在陆上 CO₂ 地质封存，考虑海水温度、深度等影响的动态水泥环腐蚀研究较少，且考虑海水温度、深度等影响的固井水泥腐蚀引起方解石沉淀再溶解的演化过程需要进一步研究。

2.2 套管腐蚀

套管是套管-水泥-盖层组成密闭系统的重要部分，决定了海上 CO₂ 封存的井筒完整性。因此，套管必须具有足够的强度，以容纳井筒内的流体并抵抗外部应力。CHOI 等^[15]研究了与 CO₂ 封存相关的套管腐蚀问题。CO₂ 将无氧地层转化为高强度的腐蚀环境，主要因为碳酸条件下铁的腐蚀反应，如式 (5) 和式 (6) 所示。



对于海上 CO₂ 注入的老井来说，套管腐蚀可能是快速和破坏性的，套管腐蚀取决于套管的材料、温度、压力等条件，通过室内试验研究 CO₂ 封存过程不同类型套管的腐蚀程度如表 2 所示，研究结果表明套管的均匀腐蚀速率在 0.002 9~0.387 mm·a⁻¹，N80 套管腐蚀反应速率最快，13Cr 套管腐蚀时反应速率最小。同时，对于海上老井套管，O₂、SO₂ 和 H₂S 等都对 CO₂ 腐蚀套管有一定影响^[16]。与单一杂质相比，由于 O₂、SO₂ 和 H₂S 在湿 CO₂ 中的协同作用，钢通常会经历更严重的腐蚀，如图 3 所示。SUN 等^[17]引入了多杂质的协同影响因子，并量化了 S-CO₂-H₂O-O₂-SO₂-H₂S 体系的协同效应，杂质的影响因子如式 (7) 和式 (8) 所示^[17]。

表 2 不同类型套管腐蚀速率总结
Table 2 Summary of corrosion rates of different types of casing

套管材料	温度和压力	溶液	反应时间/h	反应条件	反应速率/(mm·a ⁻¹)	文献
X65	温度50 ℃， 压力8 MPa	去离子水	24	静态	0.38	[15]
X65	温度50 ℃， 压力8 MPa	去离子水	24	静态	0.10	[18]
X65	温度50 ℃， 压力8 MPa	去离子水	14、24、48	静态	0.024~0.100	[19]
SS: 304L, 316L C-Steel: X42, X60	温度35 ℃， 压力7.96~8.20 MPa	去离子水	120	动态 (100 r·min ⁻¹)	SS: 0.000 5~0.000 8 C Steel: 0.007	[20]
X65	温度40 ℃， 压力12.3~14.6 MPa	去离子水	170	静态	0.03	[21]
X65	温度80 ℃， 压力10 MPa	去离子水	240	静态	0.17	[22]
P110	温度 80 ℃ 压力 9.5 MPa	去离子水	168	—	0.35	[23]
N80	温度 60 ℃ 压力 8 MPa	去离子水	96	—	12.00	[24]
5Cr	温度 35 ℃ 压力 8 MPa	去离子水	48	—	0.125	[25]
13Cr	温度 35 ℃ 压力 8 MPa	去离子水	48	—	0.003	[26]
13Cr	温度 50 ℃ 压力 9.5 MPa	去离子水	96	—	0.002 9	[27]
13Cr	温度 60 ℃ 压力 8 MPa	去离子水	120	—	0.06	[28]

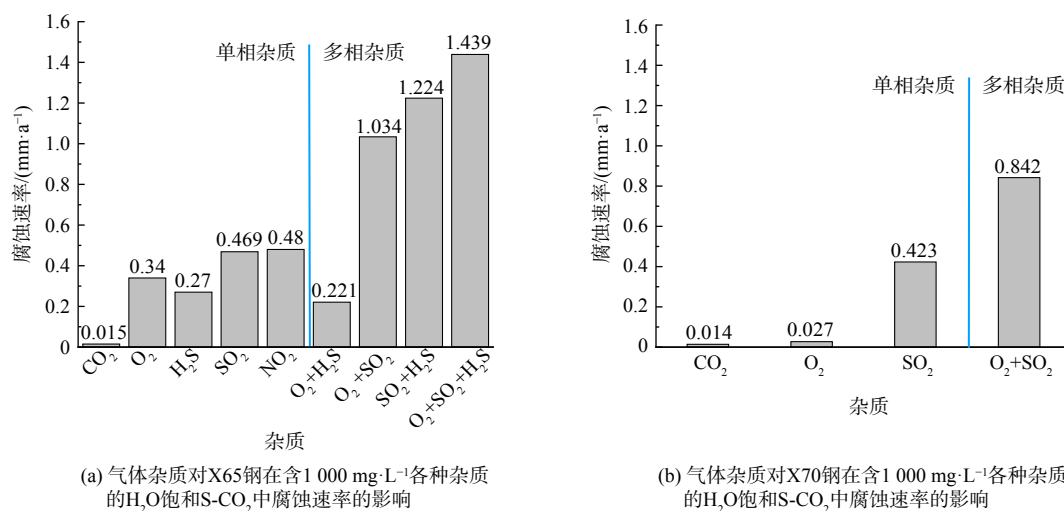


图3 气体杂质对(a) X65和(b) X70钢在含1 000 mg·L⁻¹各种杂质的H₂O饱和S-CO₂中腐蚀速率的影响 (50 °C, 10 MPa) [16]

Fig. 3 Effect of gas impurities on corrosion rates of (a) X65 and (b) X70 Steels in S-CO₂ saturated with H₂O containing 1 000 mg/L of various impurities (50 °C, 10 MPa) [16]

$$C_i = \frac{V_i - V_0}{V_i} \quad (7)$$

$$S_m = C_m - \sum C_s \quad (8)$$

式中： V_0 和 V_i 分别为套管在不含杂质和含杂质 i 的饱和H₂O和CO₂环境下的腐蚀速率mm·a⁻¹； i 为杂质类型， $i=1, 2, 3, \dots$ ； S_m 为 m 种杂质的协同作用影响因子，无因次； C_i 为杂质 i 的腐蚀影响因子，无因次； C_m 为 m 种杂质对钢材在超临界CO₂体系中腐蚀影响因子，无因次； C_s 为单一杂质的腐蚀影响因子总和，无因次。

CO₂-H₂O-O₂-SO₂-H₂S体系中的协同效应如图3所示，O₂与SO₂、H₂S或SO₂+H₂S的组合比没有O₂的情况腐蚀性强，并且SO₂+O₂+H₂O的协同作用比单独H₂S的腐蚀性强。

综上所述，目前套管腐蚀研究集中在陆上CO₂封存过程中的套管腐蚀，腐蚀速率为0.002 9~0.387 0 mm·a⁻¹，且含杂质(O₂、SO₂、H₂S)气体时，腐蚀性更强。但是考虑海水温度、深度等影响的适用于CO₂地质封存套管腐蚀需要进一步研究。

2.3 力学失效机制

海上CO₂注入及封存过程中作用在井上的应力是井筒泄漏的重要因素之一。应力失效的主要原因为CO₂注入过程中产生的压差、温度变化、构造活动、现有裂缝、套管鞋处泄漏和化学腐蚀等导致海上CO₂封存过程中井筒屏障失效而引发的泄漏[7]。力学失效是由于径向开裂、水泥的塑性变形、水泥与套管或地层之间的脱粘以及水泥中孔隙[29]。影响水泥环、套管和地层的局部应力取决于它们的弹性模量特性。套管的弹性模量高于水泥环，受水泥成分和水泥固化工艺的影响较大。弹性的差异引起应力沿径向和切向的变化。在水泥-套管界面，弹性模量变化对套管抗压能力影响约为10%[30]，其应力分布表现出非均匀性，易受界面处水泥裂缝起裂和扩展的影响，水泥模量的变化与邻近岩层的模量变化的共同作用导致水泥径向裂缝扩展和塑性变形，同时额外的热载荷也显著地改变了环向应力和由于注入效应而施加机械载荷的径向应力。在泊松比高的情况下，热冷却会引发脱粘和拉伸破坏，其环向应力比径向应力对泊松比的影响更大，较高的杨氏模量也会导致水泥中更多的径向裂缝；而水泥收缩会在地层和套管中引起显著的应力扰动，导致水泥和地层中产生塑性区，并在水泥/套管界面处发生脱粘[31]。因此，套管失效很大程度上取决于空隙和水泥通道的存在；而偏心距对套管失效的影响很小[32]。在完井和生产阶段，由于动态载荷、泄漏、套管射孔、变流量、防漏测试等因素，应力会随着时间而变化[33-34]。当在水平井中注入CO₂时，井上方的盖层容易发生张拉破坏，由于井内温度分布的扩展，剪切破坏的概率也会增加。随着CO₂注入量的增加，注入井周围的动摩擦角也随之增大，

导致剪切应力增大。总之，随着注入流体与原位温度之间温差的增大，剪切破坏的风险也会增加^[35]。此外，地层的热膨胀增加了压力积聚所产生的应力容易导致裂缝扩展，并且在高压条件下裂缝往往会迅速扩展，但是低渗透地层往往会限制裂缝扩展的速度^[36]。

学者通过室内实验及数值模拟分析井筒完整性失效原因，如表 3 所示。研究表明，高井口套管压力往往会降低套管在一系列温度和压力条件下的安全系数^[37]，同时套管的初始热膨胀会导致水泥环空内外表面切向和径向应力的快速增加；虽然水泥环空内表面的切向强度大于外表面，但套管偏心会使其达到抗拉强度极限。此外，在 CO₂ 注入过程中，水泥和套管界面出现微环空打开的概率很低^[38]，但是套管偏心会使应力增加到抗拉强度极限。有限元分析研究也发现，泊松比高、杨氏模量低的水泥具有较好的低周疲劳性能^[29]，在机械载荷作用下，水泥裂缝的张开和连接增加了水泥中的流体流动和渗透率。然而，由于结晶引起的压力或水泥相的溶解导致水泥裂缝的开始往往会降低裂缝的渗透率^[39]，地层-水泥环-套管界面处的水泥刚度、法向强度和抗剪强度以及地层性质对阻止裂缝扩展有重要影响^[40]，而且在杨氏模量与地层比例较高的情况下，水泥的完整性受到严重损害；在较冷的环境中，水泥/套管界面的脱粘机制起主导作用^[41]。

表 3 海上 CO₂ 封存井筒完整性失效类型及原因分析
Table 3 Types and causes of failure for offshore well integrity of CO₂ storage

失效机理	分类	主要原因
化学失效	钢材腐蚀	含水率、CO ₂ 分压、温度、pH、流体流型和流速。
	水泥降解	CO ₂ 到达水泥环，其降解前缘以1 mm·a ⁻¹ 速度移动 (H级水泥、波特兰水泥)。
	密封元件退化	密封元件是橡胶，其主控参数有体积、质量、抗拉强度和硬度；
		CO ₂ 环境降解中抗拉强度降低2倍左右； 液态CO ₂ 中硬度下降比气态CO ₂ 中明显。
套管力学失效	剪切破坏	较高孔隙压力导致有效法向应力减小，导致应力集中的结合表面附近发生剪切，剪切位移导致压力完整性失效或套管内管柱卡塞。
	拉伸破坏	套管-水泥界面存在孔隙和水泥通道使套管抗压能力降低60%； 美国石油学会标准化管柱在95%的情况下超过塑性破坏压力会失效； 内部压力超过套管材料屈服强度时，套管或油管失效。
	疲劳破坏	CO ₂ 注入过程中出现温度变化时，发生套管疲劳失效； 注入CO ₂ 与储层温度差导致注入过程中会诱发疲劳载荷； 若注入CO ₂ 期间，套管暴露在低温下，而在停止注入期间，温度再次升高。循环温度会导致水泥与套管之间的剥离。
	岩石-水泥脱粘	岩石和水泥环刚度差异； 压力和温度导致的脱粘导致岩石-水泥界面破坏； 固井水泥收缩； 岩石-水泥界面处的泥浆残留。
		水泥和套管的刚度差异； 钻井泥浆残留； CO ₂ 注入引起套管内温度和压力变化，套管直径减小或扩大，水泥与套管之间形成微环空。
	水泥环力学失效	由于水泥收缩，整个水泥环会发生开裂，其中拉伸破坏是最主要的破坏方式； 套管膨胀，作为温度和压力循环的一部分，在压力和温度升高时发生套管膨胀，导致部分水泥环开裂，特别是杨氏模量高的水泥。
力学失效	水泥破坏	同时出现两种失效模式。例如，水泥随着模式三的膨胀部分发生裂缝，收缩时破坏水泥-套管界面的粘结。
	混合模式	

综上所述，CO₂ 封存井筒完整性力学失效主要发生在水泥环和套管，套管力学失效主要包括剪切破坏、拉伸破坏和疲劳破坏；水泥环力学破坏主要包括岩石-水泥脱粘、水泥-套管脱粘、水泥拉伸破坏及三者的混合模式破坏。然而，目前 CO₂ 地质封存中井筒完整性力学失效机制研究主要集中在陆上 CO₂ 地质利用及封存，考虑海水温度、深度等影响的海上 CO₂ 地质封存中井筒完整性力学失效机制研究较少。

3 海上老井 CO₂ 注入可行性评价方法

海上老井是否可以重复利用作为 CO₂ 注入井, 取决于海上老井 CO₂ 注入前和 CO₂ 注入后的井筒完整性是否满足要求。而由于井筒由多个元件组成, 并且这些元件分为油管、封隔器、阀门和井口等可替换元件及地层、环空水泥、套/衬管等不可替换元件, 因此井筒完整性评估需要在多个层面进行评估。目前主要基于现场监/检测、室内试验及数值模拟等构建井筒完整性失效风险评价方法, 评估老井 CO₂ 注入前和 CO₂ 注入后的井筒完整性。

对于老井的井筒完整性, 井筒完整性监测是最直观且最有效的方法。水泥胶结测井 (CBL), 变密度密度测井 (VDL)、超声成像测井 (USI)、放射性示踪测量 (RATS) 等是目前井筒完整性主要的监测方法, 如表 4 所示^[42-43]。CBL 与 VDL 的比值可以确定套管与地层的环空水泥的平均体积评估, CBL-VDL 通过评价套管后的水泥质量判断套管与水泥环 (第一界面) 及水泥环和地层 (第二界面) 的胶结情况, 而超声波测井则提供了关于套管与水泥胶结状况和套管质量的高分辨率实时扫描^[44]。同时, 基于不同材料之间声阻抗阈值的不同, 超声波测井能够识别水泥中是否存在气液通道, 以及管柱的损坏情况, 判断井筒完整性是否失效。放射性示踪测井指注入井的非密封放射性物质作为示踪剂确定流体在井管内或地层孔隙间的运动状态及其分布规律和井身工程质量参数的方法。电磁腐蚀测井是指基于电磁感应原理测量两层或两层以上管柱技术, 用于确定套管或管柱安装后的腐蚀或缺陷情况。另外, 频谱噪声测井 (SNL) 是一种声波噪声测量技术, 通过记录流体或气体流过储层或井下井组件泄漏时产生的声波确定井筒完整性^[7]。但是, 对于井筒完整性, 不同的测井方法有存在以下应用限制 (表 3)。例如, 温度、泥饼沉积等导致流体充满环空, 致使 CBL/VDL 数据出现异常结果; 由于气体污染水泥的声阻抗随污染气体或混合气体的量而变化, 所以无法区分受污染的水泥与气体或流体的声阻抗, 导致超声波测井的效果差。因此, 海上 CO₂ 封存井筒完整性老井评价时, 应充分考虑海上 CO₂ 封存井筒完整性适用性条件, 选择合适的监测方法。

表 4 不同类型测井在井筒完整性中应用限制^[7]

Table 4 Application limitations of different types of logging in well integrity^[7]

方法	用途	应用限制
CBL/VDL	预测胶结良好的水泥, 湿套管和地层的脱粘	无法预测泥浆通道、垂直裂缝、气体通道和水泥的径向变化
超声成像测井	测试胶结良好的水泥、气体通道、套管脱粘等情况	无法识别弱水泥中的泥浆通道、垂直裂缝、干套管和地层的脱粘以及水泥的径向变化
套后成像测井仪	测试良好的水泥、泥浆通道、气通道、厚的垂直裂缝、套管和地层的脱粘以及水泥径向变化	无法预测套管的薄垂直裂缝和脱粘
放射性示踪剂测井	检测泄漏	无法预测套管和水泥环的质量
温度测井/声波测井	检测泄漏引起的异常	无法测试水泥环
电磁腐蚀测井	测试套管胶结区域后套管的腐蚀情况	无法测试水泥及胶结界面

基于现场监测、室内试验和数值模拟的井筒完整性评价的是海上老井 CO₂ 注入可行性的重要依据。基于室内实验和数值模拟的量化分析, 有助于提高井筒完整性评价结果的可信度。但是, 目前国际上仅在 ISO 16530-2^[45]、英国石油和天然气公司油井完整性指南^[46] 及挪威 NORSOK D-010 标准^[47] 中提到 CO₂ 地质封存与常规油气井的不同, 并没有给出海上老井 CO₂ 的可行性评价的流程。由于海上老井涉及井筒屏障元件, 无法全都进行定量评价, 需要在室内试验和数值模拟的基础上, 建立半定量井筒完整性失效风险预测模型, 结合定性与定量分析, 确定海上老井 CO₂ 注入可行性。目前常用风险评价方法包括专家调查法^[48]、层次分析法^[49]、模糊综合评价法^[50]、风险矩阵法^[51] 等。这些风险评价方法优缺点如表 5 所示, 但是这些方法主要针对常规油气井和陆上 CO₂ 封存过程中井筒完整性的失效风险评估, 而海上老井 CO₂ 封存井筒完整性失效风险的研究较少, 没有形成系统的海上老井 CO₂ 注入可行性评价方法。因此, 海上老井 CO₂ 注入可行性评价方法需要进行系统的研究。

表 5 井筒完整性风险评价方法
Table 5 Methods for evaluating well integrity risks

风险评价方法	优点	缺点	文献
专家调查法	缺少相关的数据条件下，该方法简单且直观性强	需要专家经验，主观性强且只能定性分析，结果的客观性和准确性需要验证	[48]
层次分析法	简单明了，结合定性、定量分析，各个影响因素层次关系清晰	各因素权重计算复杂，易出现一致性检验不通过问题	[49]
模糊综合评价法	科学、合理、贴近实际的量化评价	计算复杂，主观性较强，且需要大量专家参与评价	[50]
风险矩阵法	为确定各项风险重要性等级提供了可视化的工具	需要对风险重要性的等级、风险发生的可能性以及后果的严重性等做出主观判断，可能会影响使用的准确性	[51]

4 展望

利用海上油气生产的老井作为 CO₂ 注入井是兼顾成本和安全的措施。目前，油气井井筒完整性失效机制及陆上老井 CO₂ 封存可行性已经具备了一定的研究基础，但海上老井 CO₂ 封存可行性评价研究还处于起步阶段。未来研究应该注重以下几个方面。

- 1) 参考 NORSOK D-010 井筒完整性管理标准，梳理了海上 CO₂ 封存井筒完整性屏障及泄漏途径，归纳了海上 CO₂ 封存井筒完整性失效为化学失效、力学失效及化学和力学耦合失效等 3 种类型，并分析了其失效的主要原因。
- 2) 水泥环腐蚀研究大部分在静态反应为主且集中在陆上 CO₂ 地质封存，对于 H 级水泥和波特兰水泥 CO₂ 到达水泥环，其降解前缘以约 1 mm·a⁻¹ 速度移动。但是考虑海水温度、深度等影响的动态水泥环腐蚀研究较少，且考虑海水温度、深度等影响的固井水泥腐蚀引起方解石沉淀再溶解的演化过程需要进一步研究。
- 3) 套管腐蚀研究集中在陆上 CO₂ 封存过程中的套管腐蚀，腐蚀速率为 0.002 9~0.387 0 mm·a⁻¹，且含杂质 (O₂、SO₂、H₂S) 气体时，腐蚀性更强。但是考虑海水温度、深度等影响的适用于 CO₂ 地质封存套管腐蚀需要进一步研究。
- 4) CO₂ 封存井筒完整性力学失效主要发生在水泥环和套管，其中套管力学失效主要包括剪切破坏、拉伸破坏和疲劳破坏；水泥环力学破坏主要包括岩石-水泥脱粘、水泥-套管脱粘、水泥拉伸破坏及三者的混合模式破坏。然而，目前 CO₂ 地质封存中井筒完整性力学失效机制研究主要集中在陆上 CO₂ 地质利用及封存，但是考虑海水温度、深度等影响的海上 CO₂ 地质封存中井筒完整性力学失效机制需要进一步研究。
- 5) 基于现场监/检测、室内试验及数值模拟等构建 CO₂ 封存井筒完整性失效风险评价方法，确定老井 CO₂ 注入前和 CO₂ 注入后的井筒完整性，从而评估老井 CO₂ 注入可行性。然而，目前研究集中在常规油气井和陆上 CO₂ 封存过程中井筒完整性评价，海上老井 CO₂ 封存井筒完整性失效风险研究较少，没有形成系统的海上老井 CO₂ 注入可行性评价方法。因此，海上老井 CO₂ 注入可行性评价方法，需要进行系统的研究。

参 考 文 献

[1] 李琦, 陈帆, 刘桂臻, 等. 二氧化碳地质封存的环境风险评价方法研究综述[J]. 环境工程, 2019, 37(2): 13-21.
[2] 霍宏博, 陶林, 王德英, 等. 基于 CO₂ 提高采收率的海上 CCUS 完整性挑战与对策[J]. 石油勘探技术, 2023, 51(2): 74-79.
[3] 张智, 丁宸宇, 李进, 等. 渤海某油田油套管防腐选材及服役寿命预测[J]. 中国安全生产科学技术, 2023(11): 100-107.
[4] YAN W, DENG J G, DONG X L, et al. Experimental study of 3% Cr tubing steel in CO₂ and CO₂-H₂S corrosion environment[J]. Oil and Gas Facilities, 2012, 1(5): 43-48.
[5] ERNENS D, HARIHARAN H, VAN HAAFTEN W M, et al. Improving casing integrity with induction brazing of casing connections[J]. SPE Drilling & Completion, 2018, 33(3): 241-51.
[6] VRÅLSTAD T, SAASEN A, FJÆR E, et al. Plug & abandonment of offshore wells: Ensuring long-term well integrity and cost-efficiency[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 173(2019): 478-491.
[7] KIRAN R, TEODORIU C, DADMOHAMMADI Y, et al. Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A

- review)[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 45: 511-526.
- [8] LESTI M, TIEMEYER C, PLANK J. CO₂ stability of Portland cement based well cementing systems for use on carbon capture & storage (CCS) wells[J]. *Cement and Concrete Research*, 2013, 45: 45-54.
- [9] DUGUID A, RADONJIC M, SCHERER G W. Degradation of cement at the reservoir/cement interface from exposure to carbonated brine[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(6): 1413-1428.
- [10] BARLET-GOUÉDARD V, RIMMELÉ G, GOFFÉ B, et al. Well technologies for CO₂ geological storage: CO₂-resistant cement[J]. *Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP*, 2007, 62(3): 325-334.
- [11] LAUDET J, GARNIER A, NEUVILLE N, et al. The behavior of oil well cement at downhole CO₂ storage conditions: Static and dynamic laboratory experiments[J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 5251-5258.
- [12] JUNG H B, UM W. Experimental study of potential wellbore cement carbonation by various phases of carbon dioxide during geologic carbon sequestration[J]. *Applied Geochemistry*, 2013, 35: 161-172.
- [13] KRAVANJA G, KNEZ Ž. Carbonization of Class G well cement containing metakaolin under supercritical and saturated environments[J]. *Construction and Building Materials*, 2023, 376: 131050.
- [14] CHAPARRO M C, KLOSE T, HIRSCH A, et al. Modelling of wellbore cement alteration due to CO₂-rich brine interaction in a large-scale autoclave experiment[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 110: 103428.
- [15] CHOI Y S, NEŠIĆ S. Determining the corrosive potential of CO₂ transport pipeline in high p_{CO2}-water environments[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(4): 788-797.
- [16] SUN H F, WANG H X, ZENG Y M, et al. Corrosion challenges in supercritical CO₂ transportation, storage, and utilization—a review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023, 179: 113292.
- [17] SUN C, SUN J B, WANG Y, et al. Synergistic effect of O₂, H₂S and SO₂ impurities on the corrosion behavior of X65 steel in water-saturated supercritical CO₂ system[J]. *Corrosion Science*, 2016, 107: 193-203.
- [18] GAMBICHLER T, HATCH K L, AVERMAETE A, et al. Ultraviolet protection factor of fabrics: comparison of laboratory and field-based measurements[J]. *Photodermatol Photoimmunol Photomed*, 2002, 18(3): 135-40.
- [19] HUA Y, BARKER R, NEVILLE A. Effect of temperature on the critical water content for general and localised corrosion of X65 carbon steel in the transport of supercritical CO₂[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, 31(2014): 48-60.
- [20] COLLIER J, PAPAVINASAM S, LI J, et al. Effect of impurities on the corrosion performance of steels in supercritical carbon dioxide: Optimization of experimental procedure[J]. *Corrosion*, 2013. NACE-2013-357.
- [21] CABRINI S L, PASTORE, RADAELLI M. Corrosion rate of high CO₂ pressure pipeline steel for carbon capture transport and storage[J]. *La Metallurgia Italiana: Corrosione*, 2014, 106: 21-26.
- [22] WEI L, PANG X L, GAO K W. Effect of small amount of H₂S on the corrosion behavior of carbon steel in the dynamic supercritical CO₂ environments[J]. *Corrosion Science*, 2016, 103: 132-144.
- [23] WEI L, GAO K W, LI Q. Corrosion of low alloy steel containing 0.5% chromium in supercritical CO₂-saturated brine and water-saturated supercritical CO₂ environments[J]. *Applied Surface Science*, 2018, 440: 524-534.
- [24] LI Y Y, ZHU G Y, HOU B S, et al. A numerical model based on finite element method for predicting the corrosion of carbon steel under supercritical CO₂ conditions[J]. *Process Safety and Environmental Protection*, 2021, 149: 866-884.
- [25] HUA Y, BARKER R, NEVILLE A. The effect of O₂ content on the corrosion behaviour of X65 and 5Cr in water-containing supercritical CO₂ environments[J]. *Applied Surface Science*, 2015, 356: 499-511.
- [26] HUA Y, JONNALAGADDA R, ZHANG L, et al. Assessment of general and localized corrosion behavior of X65 and 13Cr steels in water-saturated supercritical CO₂ environments with SO₂/O₂[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2017, 64: 126-136.
- [27] ZHANG Y H, GAO K W, SCHMITT G. Water effect on steel under supercritical CO₂ condition[C]//CORROSION 2011. Houston, Texas, 2011.
- [28] XIANG Y, SONG C, LI C, et al. Characterization of 13Cr steel corrosion in simulated EOR-CCUS environment with flue gas impurities[J]. *Process Safety and Environmental Protection*, 2020, 140: 124-136.
- [29] YUAN Z, SCHUBERT J, ESTEBAN U C, et al. Casing failure mechanism and characterization under HPHT conditions in south Texas[C]// International Petroleum Technology Conference. Beijing, China, 2013.
- [30] GRAY E P, BECKER E. Finite-element studies of nearwellbore region during cementing operations-Part I[J]. *SPE Drilling & Completion*, 2009, 4(3): 127-136.
- [31] CARROLL S, CAREY J W, DZOMBAK D, et al. Review: Role of chemistry, mechanics, and transport on well integrity in CO₂ storage environments[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 49: 149-60.
- [32] BERGER A, FLECKENSTEIN W W, EUSTES A W, et al. Effect of eccentricity, voids, cement channels, and pore pressure decline on collapse resistance of casing[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas, 2004. .
- [33] LAVOIE R N. Effect of dynamic loading on wellbore leakage for the Wabamun area CO₂-sequestration project[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2014, 1: 69-82.
- [34] PICKLE B, SWAN T. Slickline-retrievable wellhead plugs and downhole plugging system provides wellbore integrity for extreme HPHT environments[C]// Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, 2012.
- [35] GOR G Y, ELLIOT T R, PRÉVOST J H. Effects of thermal stresses on caprock integrity during CO₂ storage[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, 12: 300-309.
- [36] GOODARZI S, SETTARI A, KEITH D. Geomechanical modeling for CO₂ storage in Nisku aquifer in Wabamun Lake area in Canada[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012, 10: 113-122.
- [37] HONGLIN X, ZHANG Z, SHI T, et al. Influence of the WHCP on cement sheath stress and integrity in HTHP gas well[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, 126: 174-180.

- [38] YVI L G, SHINGO A, EMMANUEL H, et al. Well Integrity: Modeling of thermo-mechanical behavior and gas migration along wells-application to Ketzin injection well[J]. *Energy Procedia*, 2012, 23: 462-471.
- [39] JUNG H B, KABILAN S, CARSON J P, et al. Wellbore cement fracture evolution at the cement-basalt caprock interface during geologic carbon sequestration[J]. *Applied Geochemistry*, 2014, 47: 1-16.
- [40] WANG W, TALEGHANI A D. Three-dimensional analysis of cement sheath integrity around Wellbores[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, 121: 38-51.
- [41] DE ANDRADE J, SANGESLAND S. Cement sheath failure mechanisms: Numerical estimates to design for long-term well Integrity[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 147: 682-698.
- [42] CROW W, CAREY J W, GASDA S, et al. Wellbore integrity analysis of a natural CO₂ producer[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010, 4(2): 186-197.
- [43] ALAREF O, ROURKE M, KHABIBULLIN M, et al. Comprehensive well Integrity solutions in challenging environments using latest technology innovations[C]// Offshore Technology Conference Asia. Kuala Lumpur, Malaysia, 2016.
- [44] VAN KUIJK R, ZEROUG S, FROELICH B, et al. A novel ultrasonic cased-hole imager for enhanced cement evaluation[C]. International Petroleum Technology Conference. Doha, Qatar, 2005.
- [45] Norwegian Oil and Gas Association. Well integrity in drilling and well operations: NORSOK D-010[S]. Norway: Standards Norway Strandveien, 2013.
- [46] Petroleum and natural gas industries. Well integrity Part 1: Life cycle governance. ISO 16530-1[S]. Switzerland: ISO copyright office, 2012.
- [47] Petroleum and natural gas industries. Well integrity Part 2: Well integrity for the operational phase: ISO/TS 16530-2[S]. Switzerland: ISO copyright office, 2013.
- [48] 朱良松. 二氧化碳注入过程井筒力学完整性研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- [49] 郭枫, 林何, 郑夏. 井筒完整性风险评估模型研究[J]. *钻采工艺*, 2020, 43: 12-16.
- [50] GUEN Y L, MEYER V, POUPARD O, et al. A risk-based approach for well integrity management over long term in a CO₂ geological storage project[C]// SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition. Jakarta, Indonesia, 2009.
- [51] LOIZZO M, AKEMU O A, JAMMES L, et al. Quantifying the risk of CO₂ leakage through wellbores[J]. *SPE Drilling & Completion*, 2011, 26(3): 324-331.
- (责任编辑: 金曙光)

Research progress on mechanism of wellbore integrity failure and feasibility of CO₂ injection for existing wells of offshore CO₂ geological storage

TAN Yongsheng^{1,2}, PANG Zhaoyu³, LI Qi^{1,2,*}, WU Guangai³, CHEN Bowen^{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. CNOOC Research Institute Ltd, Beijing 100028, China

*Corresponding author, E-mail: qli@whrsm.ac.cn

Abstract Offshore CO₂ geological storage has great potential, but the cost is high. Reuse of offshore existing oil and gas production wells for CO₂ injection wells has the characteristics of low cost and reduced risk of CO₂ geological storage leakage, making it a highly potential CO₂ geological storage method. This study summarizes the CO₂ leakage pathways of the offshore existing wells, analyzes the failure mechanism and influencing factors of the well integrity of CO₂ storage in offshore existing wells, based on this technology, summarized the feasibility evaluation methods for CO₂ injection in offshore existing wells, and proposed future research directions. The research results indicated that there are few studies on the failure mechanism for CO₂ injection in offshore existing wells, and the feasibility evaluation method for CO₂ injection of offshore existing wells was not perfect. It was urgent to carry out research on the well integrity failure mechanism and the feasibility evaluation method for CO₂ injection of offshore existing wells, which was of great significance for the safe and efficient offshore CO₂ geological storage.

Keywords offshore CO₂ geological storage; re-existing wells; wellbore integrity; failure mechanism; feasibility evaluation