

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2023009

引用格式: 霍宏博, 刘东东, 陶林, 等. 基于 CO₂ 提高采收率的海上 CCUS 完整性挑战与对策 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(2): 74-80.

HUO Hongbo, LIU Dongdong, TAO Lin, et al. Integrity challenges and countermeasures of the offshore CCUS based on CO₂-EOR [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(2): 74-80.

基于 CO₂ 提高采收率的海上 CCUS 完整性挑战与对策

霍宏博^{1,2}, 刘东东², 陶 林², 王德英², 宋 闯², 何世明¹

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学), 四川成都 610500; 2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459)

摘 要: 利用 CO₂ 提高海上油气田的采收率, 既能提高油气资源利用率, 又有利于区域 CO₂ 的捕捉封存, 但海上油气井长期安全性是 CCUS 的关键因素, 理论和技术亟待完善。在分析、总结国内外海上油气田 CCUS 井筒完整性关键技术的基础上, 分析了制约浅海油气田 CCUS 井筒完整性的技术挑战, 研究了碳封存固井、碳封存套管外腐蚀研究及预防、碳封存水岩反应井筒堵塞及井筒环境监测诊断等方面的技术, 并从国家“双碳”目标、EOR/EGR 技术需求及国内外新技术经验等方面展望了我国浅海油气田 CCUS 的开发前景。虽然我国已初步具备开展海上 CCUS 的能力, 仍需要在高韧性防 CO₂ 腐蚀水泥浆体系、低成本防腐选材、井筒高效除垢解堵工艺、CO₂ 泄漏监测技术和地下圈闭三维应力场研究等方面加强技术攻关, 以提高我国的 CCUS 应用水平。

关键词: 海上油气田; CCUS; 二氧化碳; 提高采收率; 井筒完整性; 技术挑战; 发展方向

中图分类号: TE349

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2023)02-0074-07

Integrity Challenges and Countermeasures of the Offshore CCUS Based on CO₂-EOR

HUO Hongbo^{1,2}, LIU Dongdong², TAO Lin², WANG Deying², SONG Chuang², HE Shiming¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation(Southwest Petroleum University), Chengdu, Sichuan, 610500, China; 2. Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin, 300459, China)

Abstract: CO₂ can be used to improve the recovery efficiency of offshore oil and gas fields. Not only does it increase the utilization rate of oil and gas resources but it also helps capture and store regional CO₂. The long-term safety of offshore oil and gas wells is a key factor for carbon capture, utilization, and storage(CCUS), but corresponding theories and technologies need to be improved. By analyzing and summarizing key technologies of CCUS wellbore integrity in offshore oil and gas fields both in China and abroad, the technical challenges that restrict CCUS wellbore integrity in shallow offshore oil fields were analyzed. The studies covered cementing of carbon sequestration wells, research and prevention of carbon sequestration casing corrosion, carbon sequestration wellbore plugging caused by water-rock reaction, wellbore environment monitoring and diagnosis, and other technologies. In addition, the development prospect of CCUS in shallow offshore oil and gas fields was predicted in consideration of the national target of carbon peaking and carbon neutrality goals, enhanced oil recovery(EOR)/enhanced gas recovery(EGR) technology requirements, and experience of new domestic and foreign technologies. Although China is preliminarily capable of carrying out offshore CCUS, technology research should be strengthened in the aspects of high-strength CO₂ corrosion-resistant cement slurry systems, low-cost anticorrosive material selections, high-efficient wellbore descaling and plugging processes, CO₂ leakage monitoring technology, and three-dimensional stress field research of underground traps, so as to improve its CCUS application level.

Key words: offshore oil and gas field; CCUS; CO₂; EOR; wellbore integrity; technical challenges; development direction

收稿日期: 2022-01-30; 改回日期: 2023-02-16。

作者简介: 霍宏博(1985—), 男, 河北衡水人, 2009年毕业于西南石油大学石油工程专业, 2013年获西南石油大学石油与天然气工程专业硕士学位, 在读博士研究生, 高级工程师, 主要从事海洋油气工程设计与研究工作。E-mail: okoh2006@163.com。

基金项目: 中海石油(中国)有限公司综合科研项目“渤中 19-6 凝析气田开发钻井关键技术研究及应用-I 期”(编号: YXKY-2020-TJ-03)资助。

控制温室气体排放、解决气候变化是全球性问题。我国力争 2030 年前实现“碳达峰”、2060 年前实现“碳中和”的目标^[1], 对国内乃至世界社会政治经济影响深远, CCS(carbon capture and storage)/CCUS(carbon capture, utilization and storage)相关技术的发展也引起国内外的重视。石油行业对“双碳”目标的实现起着至关重要的作用, 一方面肩负天然气等清洁能源开发的使命, 另一方面也在尝试通过 CO₂ 地下封存提高传统油气资源采收率。目前, 国内外主要针对陆地油气碳封存开展了相关研究, 并进行了 CO₂ 提高采收率尝试, 巴西 Lula 油田是世界上首个海上 CO₂ 提高采收率项目, 且该项目从开发之初就采用 CO₂ 进行驱油, 随后越南、马来西亚也进行了 CO₂ 提高采收率的先导试验; 阿联酋将从钢厂收集的 CO₂ 用于驱油, 产油量提高 25%^[2]。我国于 1965 年在大庆油田进行了 CO₂ 提高采收率的先导试验^[3]; 2006 年起, 深入研究了温室气体提高石油采收率的资源化利用与地下埋存^[4], 随后“十一五”、“十二五”、“十三五”科技规划对 CO₂ 处理、应对气候变化进行了专项规划, 对“CO₂ 捕集、利用与封存技术”进行重点支持^[5-6]。吉林油田、胜利油田等低渗、稠油油田应用 CO₂ 提高采收率效果明显^[7]。目前, 我国海上油气田碳封存项目刚刚起步, 相关研究和实践较少, 2022 年建成的恩平 15-1 油田群是我国首个海上 CO₂ 封存项目, 可实现年封存 CO₂ 30×10⁴ t、累计封存 CO₂ 145×10⁴ t 的规模。

海上油气田 CCUS 具有远离人类居住区的优势, 但海上环境保护管控严, 安全控制要求高。目前针对 CCUS 的相关研究主要集中在地质封存条件上, 对于 CO₂ 注采井井筒完整性的相关研究较少。笔者通过对 CCUS 井筒完整性技术现状进行了深入广泛调研, 归纳分析了海上井筒 CCUS 主要安全风险及挑战, 提出了海上 CCUS 开发工程技术对策, 展望了未来前景, 以期对海上油气田 CCUS 开发提供技术支持。

1 CCUS 井筒完整性技术现状

目前, 石油工程领域应用 CCUS 的主要方式包括碳捕集、驱水、驱油和驱气等^[8], CO₂ 提高采收率驱油的原理是将 CO₂ 注入地层, CO₂ 有利于原油膨胀, 降低原油黏度, 改变原油密度, 降低界面张力^[9]; 同时, CO₂ 也可以将原油中的轻质馏分汽化, 有利于

溶解气驱油, 达到改善地下原油流动性能的目的, 并且能达到一定规模的碳封存效果。CO₂ 提高采收率的基本原理如图 1 所示。据统计, 北美地区 CO₂ 提高采收率的平均增幅达到了 12.0%。

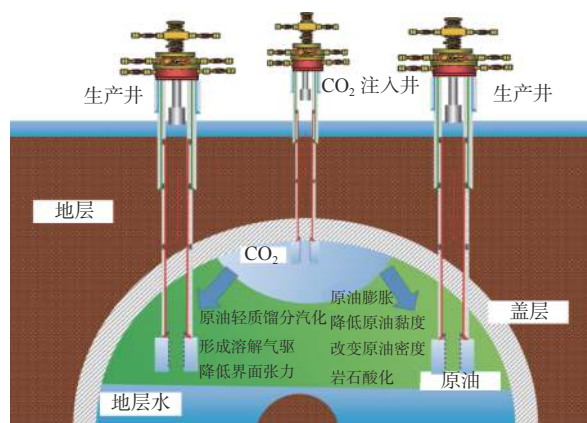


图 1 CO₂ 提高采收率基本原理

Fig.1 Basic principle of CO₂-EOR

相较于常规油气井, 基于 CO₂ 提高采收率的 CCUS 井筒完整性具有更高风险, 其风险在于 CO₂ 注入导致地质变化(如诱发地震)及泄漏(井筒、断层、盖层), 亦或是导致储层受损而使得采收率下降等。浅海 CCUS 井筒完整性失效, 轻则会导致井筒、设备的寿命大幅缩减, 增加维修改造成本, 重则会导致 CO₂ 泄漏等复杂情况发生, 威胁作业人员安全及海洋环境。因此, 对于海上油气田 CO₂ 封存利用, 井筒完整性以及封闭性与地质体密封性同样重要, 是实现海上 CCUS 技术高效利用的关键。随着 CO₂ 提高采收率的开展, 一些问题逐步暴露, 引起了行业内的重视。张志超等人^[10]采用实验模拟了 CO₂ 对水泥环的腐蚀行为, 证明 CO₂ 埋存会导致井筒密封失效。张智等人^[11]针对高温含 CO₂ 的气井, 提出了井筒安全屏障划分、管柱设计及完整性管理的设计理念。中国地质调查局联合神华集团实施了我国首个深部咸水层 CO₂ 储存示范工程, 构建了碳封存地质体评价方法^[12]。李琦等人^[13]围绕 CO₂ 封存的地质体环境风险分析, 总结了风险评价方法。刁玉杰等人^[14]结合目标区域的储盖层地质评价, 建立了储盖层碳封存适宜性评价指标并确定了分级标准。杨俊哲等人^[15]采用异地定向钻井方式, 获得了 CO₂ 封存关键层位的温度压力。

目前, 碳封存安全研究与国家“双碳”要求的迫切性不相匹配, 碳封存安全性研究主要针对地质体密封性、CO₂ 泄漏区域环境监测和 CO₂ 对井筒的

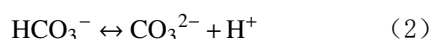
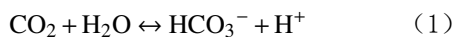
腐蚀等, 还未从井筒完整性的角度开展对 CCUS 安全性的研究分析。尤其是海上 CCS/CCUS 的环境安全要求高于陆地, 需要系统性深入研究, 才能够保证海上 CCS/CCUS 的安全推广。

2 浅海 CCUS 井筒完整性技术挑战

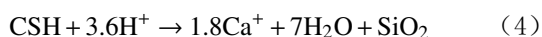
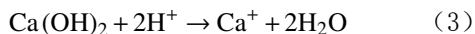
目前, 基于 CO₂ 提高采收率的海上井筒 CCUS 主要安全风险包括: CO₂ 注入地质封存空间由于压力变化导致地层失稳(封储地层变形、地震), 封存地质体泄漏(通过井筒、断层或破裂的盖层), 驱替不均影响采收率等。CO₂ 发生泄漏, 一方面会导致温室气体大量排放至大气中, 另一方面会对人身安全造成严重影响, 1986 年喀麦隆尼奥斯湖因 CO₂ 泄漏, 造成至少 1 200 人丧生的惨剧^[16]。从井筒完整性角度考虑, 造成 CO₂ 泄漏的原因主要是高 CO₂ 含量下的水泥环腐蚀、井筒管柱及井下关键设备腐蚀、圈闭的密封性和井筒堵塞等。

2.1 高 CO₂ 含量下的水泥环腐蚀

为阻隔 CO₂ 外溢, CO₂ 封存井由套管、水泥环和地质体盖层组成密闭压力屏障。在井下环境中, CO₂ 易溶于地层水形成碳酸, 随后电离为氢离子和碳酸氢根离子。



常规 CCUS 井采用 G 级水泥固井, 其主要成分: 硅酸三钙 C3S(3CaO·SiO₂), 含量约 48%~65%; 硅酸二钙 C2S(2CaO·SiO₂), 含量约 18%~30%; 铝酸三钙 C3A(3CaO·Al₂O₃), 含量约 5%~12%; 铁铝酸四钙 C4AF(4CaO·Al₂O₃·Fe₂O₃), 含量约 5%~8%^[17]。水泥养护时, 各组分会发生水化反应, 生成氢氧化钙、水化硅酸钙和硅酸盐矿物。



水泥环在酸性腐蚀流体环境中, 氢氧化钙、水化硅酸钙及氢氧化钙、水化硅酸钙电离出的钙离子与碳酸根离子反应, 生成碳酸钙矿物沉淀, 随后在酸性环境下过量氢离子与溶解碳酸钙生成碳酸氢钙, 并被腐蚀性流体冲走, 水泥环表层留存二氧化硅, 水泥环外部逐渐变得疏松, 孔隙度增大, 腐蚀性流体沿着孔隙继续腐蚀内部水泥, 在酸性流体持续作用及交变应力的影响下水泥环被破坏, 形成 CO₂ 泄漏通道^[18-19]。经过大量室内试验, 得到腐蚀深度

与时间的关系式^[20]:

$$H = A \sqrt{t} \quad (5)$$

式中: H 为腐蚀深度, mm; A 为拟合系数, 与温度、离子浓度、压力、水泥石渗透率和流体性质等相关; t 为腐蚀时间, h。

国内外防 CO₂ 腐蚀水泥浆体系主要从胶乳、添加剂降渗、防腐等方面进行研发, 也有学者针对特殊水泥进行了研究^[21]。目前公开可查的抗 CO₂ 腐蚀水泥浆体系防腐性能指标见表 1。

表 1 国内外抗 CO₂ 腐蚀水泥浆体系防腐指标
Table 1 Anticorrosive index of CO₂ corrosion-resistant cement slurry system at home and abroad

体系名称	试验条件	30 d 腐蚀深度/mm
神华 CCS 项目 ^[22]	温度 120 ℃, 分压 7.0 MPa	2.50
南海防腐体系 ^[23]	温度 210 ℃, 分压 9.0 MPa	0.25
印尼 BD 气田 ^[24]	温度 150 ℃, 分压 3.5 MPa	0.50

由于试验条件和理解差异, 不同学者对于水泥石防护的试验研究和结论缺乏相应标准约束, 水泥石 CO₂ 腐蚀试验缺少相应的对比基础。例如, Stuart 采用动态腐蚀方法^[25]得到的水泥石腐蚀深度, 远高于 B. G. Kutcho^[26] 和 J. W. Carey^[27] 的静态试验结果, 因此, 亟需制定 CCUS 井水泥防腐及试验标准。

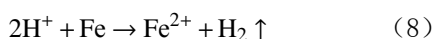
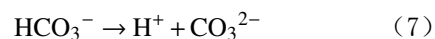
2.2 高 CO₂ 含量下的 CCUS 井腐蚀完整性

海上 CCUS 井井筒完整性屏障包括井筒、管柱和井口, 其中井筒主要包括套管、套管悬挂器、水泥环和环空保护液等; 管柱包括油管、安全阀及其他井下工具; 井口包括采气树、油管头、各层套管头及配套管线等。

井下管柱的腐蚀是油气开发生产过程中不可避免的安全隐患。在不存在电解质的理想状态下, 干燥 CO₂ 气体对金属没有腐蚀作用; 在海上 CCUS 井环境下, CO₂ 注入地层后与地层水混合, 会对井下管材产生较强的腐蚀性, CO₂ 水溶液是电离度低的弱酸^[28], 并且油井管及设备的金属是良导体, 氢离子可不断向金属表面迁移, 满足阴极反应所需的消耗量。因此, 在油气田开发环境中 CO₂ 水溶液比相同 pH 值的完全电离的强酸更具有腐蚀性。

目前, 关于二氧化碳对于金属的腐蚀机理存在多种说法, 由于二氧化碳腐蚀影响因素众多并且腐蚀中间产物的生成与反应随时间在动态变化, 有多种解释二氧化碳腐蚀的理论。目前, 主流的腐蚀机理认为二氧化碳在井下与水反应生成碳酸, 碳酸分

解产生的氢原子与金属形成电化学反应,加速了管材腐蚀^[29]:



总反应为:



油气井环境下,CO₂ 腐蚀因素复杂,是温度、压力、流速、介质组成、腐蚀产物膜、pH 值、地层水离子含量及 CO₂ 分压等多种因素综合作用的结果^[30],不同的腐蚀因素与井筒载荷耦合作用也会造成不同的腐蚀特征和失效形式,如均匀腐蚀、点蚀、断裂、台蚀或坑蚀等(见图 2)。苏北盆地油气田至少 4 口注 CO₂ 井由于腐蚀导致套损失效^[31]。

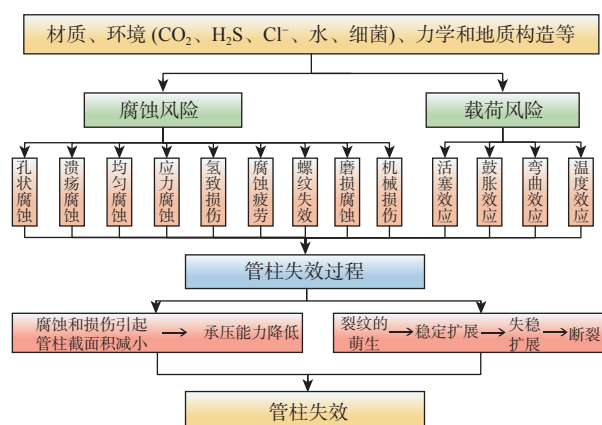


图 2 井筒腐蚀特征和失效形式

Fig.2 Corrosion feature and failure form of wellbore integrity

CO₂ 对普通碳钢的腐蚀较为严重,CCUS 井腐蚀防护一般采用含 Cr 管材。试验结果表明,超级 13Cr 马氏体不锈钢在温度 220 ℃、CO₂ 分压 4.8 MPa 条件下,均匀腐蚀速率达 0.454 9 mm/a,因此,对于高温、高 CO₂ 分压环境,应选择 2205 双相不锈钢、超级奥氏体不锈钢及镍基合金等材质。在井下存在 H₂S 气体的条件下,高含 CO₂ 井还需要兼顾 H₂S 应力开裂的影响。总的来说,需要进一步研究 CCUS 井在高 CO₂ 分压条件下的低成本防腐选材方法及低成本新型防腐管材。

2.3 工程地质一体化圈闭密封性分析

在长期交变应力作用下,盖层、断层受井筒应力和地应力的双重作用,使盖层岩石孔隙、骨架结

构发生弹塑性变形,或是在应力作用下引起岩石剪切、拉伸或疲劳破坏,从而在微观上影响盖层的毛细管密封性。同时,井筒水泥环与套管也是确保盖层和井筒间密封的关键部件。由于地层、水泥环、套管的弹性模量存在差异,以及所处环境温度的不同,在生产过程中容易发生相对位置错动,行成井筒完整性风险点。初纬等人^[32]建立了围岩-套管-水泥环弹塑性力学模型,并试验证明水泥环与套管、水泥环与地层在井筒交变应力下会产生微环缝,从而影响井筒密封完整性。

为降低应力引起的水泥环微环隙风险,CCUS 井固井可采用储气库、页岩气开发中应用的自愈合水泥浆体系。实验表明,自愈合水泥浆体系以纤维增韧材料增强水泥石的网架结构和韧性,自愈合材料在产生裂隙后以液塑态形式充填到微裂隙中,起到恢复水泥石强度的作用,使水泥环具有较高的弹性恢复性能和抗疲劳性能。但是既能保证水泥环韧性、弹性,又能够防止水泥环腐蚀的水泥浆体系仍待研发。

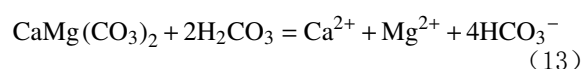
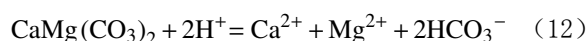
可通过建立三维动态地质力学模型分析盖层及断层的剪切破坏^[33],采用摩尔-库仑准则评价地层剪切破坏风险,模拟 CCUS 井注入、生产期间地下圈闭在三维应力场作用下的变化。通常采用室内岩心交变应力实验,通过累计塑性变形量来定量评价盖层疲劳破坏风险^[34]。CCUS 井注气和生产过程中,有可能造成静态封闭断层的破坏,当断层面有效正压力与摩擦系数的乘积与所受剪应力的差值大于断层充填物抗剪强度时,则断层密封失效。一般认为,断层滑移指数(断层面有效剪应力与断层面有效正应力之比)小于 0.60 时,地下圈闭断层在注采扰动下的稳定性良好。为保证注入安全,注气压力上限要满足断层稳定性的需求,这也是 CCUS 井注入极限压力的确定依据之一:

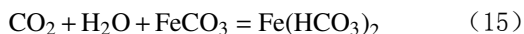
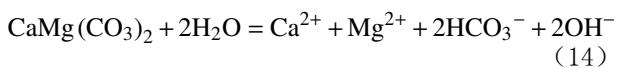
$$p_{\max} = \sigma_n - \frac{\sigma_s}{0.6} \quad (11)$$

式中: $p_{\max}$ 为极限注入压力,MPa; σ_n 为断层面正应力,MPa; σ_s 为断层面剪应力,MPa。

2.4 CO₂ 水岩反应导致井筒堵塞

储层中的方解石、白云石、铁白云石、菱镁矿等碳酸盐矿物会与 CO₂ 反应,形成新的矿物^[35]:





上述反应使储层矿物原位溶解,并在其他地方重新富集形成沉淀堵塞;而硅酸盐矿物如长石、云母及其他黏土类矿物在碳酸(CO_2 与水形成)作用下也会溶解并在矿物裂隙中富集沉淀形成高岭石,一方面使储层润湿性反转,另一方面使储层渗透率改变,因此要重视低渗、超低渗地层 CO_2 封存时的 CO_2 水岩反应。

上述反应生成的沉淀物会随地层流体运移进入井筒。目前,井筒解堵措施主要包括改变生产制度、酸化等,但这些常规措施通常效果有限,并且容易出现反复。井筒管柱中需要增加除垢、解堵的相关井下工具和地面配套设备,以发挥 CO_2 水岩反应对储层改造的积极作用,同时缓解和消除其造成的负面影响;但 CO_2 水岩反应机理复杂,仍需深入研究其对储层及井筒的影响。

3 海上 CCUS 开发井筒完整性技术对策

基于 CO_2 提高采收率的 CCUS 技术在陆地油田已有应用,并积累了一定经验,受制于海上油田操作空间有限、开发成本高、风险高和难度大等特点,海上 CO_2 封存项目在工程技术方面仍面临诸多挑战亟待解决。

3.1 CO_2 泄漏监测方法

海上 CCUS 项目面临环境保护和海洋污染的难题,如何防范 CO_2 泄漏所导致的溢油,并提前进行预警至关重要。目前的监测方式主要研究方向为大气环境监测、四维地震等,大气环境监测是通过在海上平台或海底布设 CO_2 探头,及时监测分析 CO_2 的浓度变化情况。四维地震主要通过对分析 CO_2 注入前后,储层海域纵、横波速度变化,分析碳封存区域断层变化及区域压力变化,并分析盖层应力状态,实现对 CCUS 的预警。

3.2 低成本 CO_2 封存技术

目前,海上 CO_2 封存技术刚刚起步,技术尚不成熟,工程技术所需的抗腐蚀工具、工程地质评价方法、安全监测技术等价格高昂,难以匹配目前 CO_2 封存的经济效益。基于目前已有的技术体系,可以从防腐管材低成本边界进行研究,利用管材涂层、镀层等表面处理方法延长防腐有效期;从油套环空缓蚀液、相关工具、工艺规模化应用等方面降

低成本,推动海上 CCUS 的工业化进程。

3.3 CCUS 标准规范制定

现有海上钻完井标准体系难以完全满足海上 CCUS 封存的需要,钻完井专业不但要考虑钻井期间的安全性,还需要考虑不同生产阶段对于井筒完整性的要求,保证全生命周期各个井筒屏障单元的完整性。同时,需要完善漏失井的处理规范,明确 CCUS 井带压运行的前提条件,并制定关停修井及强制报废井的相关标准。此外,需要充分论证海上在役井转为 CO_2 封存井的可行性,并要以标准或规范的形式提出 CCUS 井废弃封堵要求,以实现 CCUS 项目的安全、高效开展。

4 我国 CCUS 技术发展前景

联合国政府间气候变化专门委员会 (IPCC)《IPCC 全球升温 1.5℃ 特别报告》明确提出,到 2030 年 CCUS 的减排量将达到 $(1\sim4)\times 10^8$ t,2050 年将达到每年 $(30\sim68)\times 10^8$ t。国际能源署 (IEA)在《世界能源展望》报告中预测,若想达到可持续发展目标,2050 年 CCUS 在各类减排措施中占比必须大于 9%,超过其他减碳措施占比。纵观国际市场,未来将以政府公共基金、碳排放税收、强制性减排政策和碳交易等手段约束国际、国内贸易,以达到减少碳排放的目的。

我国已在第七十五届联合国大会上向世界宣示“2030 年碳达峰、2060 年碳中和”的目标,但据推测,到 2050 年,我国化石能源仍将在能源消费中占 10%~15% 的份额。目前,CCUS 是实现化石能源低碳化利用的唯一技术选择,海上 CCUS 项目已经势在必行。

我国已经在 CO_2 驱、高含 CO_2 腐蚀和储气库等方面积累了较为丰富的经验,并在“十二五”、“十三五”期间形成了装备和技术的双重保障,因此,有必要开展海上油气田 CO_2 采集封存关键技术集成研究,并形成示范应用,为我国能源转型和碳中和目标实现做好技术储备。

5 结论与建议

1)考虑海上 CCUS 项目的高投入及安全性,应重点进行高韧性防 CO_2 腐蚀水泥浆体系、低成本防腐选材、井筒高效除垢解堵工艺、 CO_2 泄漏监测技术和地下圈闭三维应力场对井筒的影响等方面的

技术攻关, 研发的关键技术需要有较为明确的应用效果。

2) 海上 CCUS 项目要求海洋工程、钻井完井和油藏工程等专业密切配合, 以整体效益最大化为前提开展项目研究。

3) 应在国家层面对开展 CCUS 项目的企业予以税收减免等政策, 推进项目开展。

参 考 文 献

References

- [1] 王敏生, 姚云飞. 碳中和约束下油气行业发展形势及应对策略[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(5): 1-6.
WANG Minsheng, YAO Yunfei. Development situation and countermeasures of the oil and gas industry facing the challenge of carbon neutrality[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(5): 1-6.
- [2] WINSLOW D. Industry experience with CO₂ for enhanced oil recovery[R]. Richmond: Chevron, 2012.
- [3] 李杉. 大庆油田徐深气田耐 CO₂ 腐蚀套管优选[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(6): 55-59.
LI Shan. Casing optimization for CO₂ corrosion resistance in the Xushen Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(6): 55-59.
- [4] 江怀友, 沈平平, 卢颖, 等. CO₂ 提高世界油气资源采收率现状研究[J]. 特种油气藏, 2010, 17(2): 5-10.
JIANG Huaiyou, SHEN Pingping, LU Ying, et al. Present situation of enhancing hydrocarbon recovery factor by CO₂[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010, 17(2): 5-10.
- [5] 吴俊霞, 伊伟锴, 孙鹏, 等. 文 23 储气库封堵井完整性保障技术[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(5): 57-62.
WU Junxia, YI Weikai, SUN Peng, et al. Integrity assurance technologies for plugged wells in Wen 23 Gas Storage[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(5): 57-62.
- [6] 宋闯, 张晓斌, 谢涛, 等. 渤海“三高”气井环空早期圈闭压力预测[J]. 石油学报, 2022, 43(5): 694-707.
SONG Chuang, ZHANG Xiaocheng, XIE Tao, et al. Prediction of early annular trap pressure of three-high gas wells in Bohai Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(5): 694-707.
- [7] 罗二辉, 胡永乐, 李保柱, 等. 中国油气田注 CO₂ 提高采收率实践[J]. 特种油气藏, 2013, 20(2): 1-7.
LUO Erhui, HU Yongle, LI Baozhu, et al. Practices of CO₂ EOR in China[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(2): 1-7.
- [8] 蔡珥君, 张毅, 董翱, 等. 提升气藏工程矿场应用水平的“1+4”模式[J]. 断块油气田, 2022, 29(3): 364-372.
CAI Junjun, ZHANG Yi, DONG Ao, et al. “1+4” mode to improve the field application level of gas reservoir engineering[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(3): 364-372.
- [9] 刘雪雁, 李鹏春, 周蒂, 等. 南海北部珠江口盆地惠州 21-1 油田 CO₂-EOR 与碳封存潜力快速评价[J]. 海洋地质前沿, 2017, 33(3): 56-65.
LIU Xueyan, LI Pengchun, ZHOU Di, et al. Quick assessment of CO₂-EOR and CO₂ sequestration potential in Huizhou 21-1 Oilfield, Pearl River Mouth Basin, northern South China Sea[J]. Marine Geology Frontiers, 2017, 33(3): 56-65.
- [10] 张志超, 柏明星, 陈巧珍. 二氧化碳埋存井筒的腐蚀行为影响因素[J]. 腐蚀与防护, 2021, 42(4): 54-57.
ZHANG Zhichao, BAI Mingxing, CHEN Qiaozhen. Influencing factors of corrosion behavior of carbon dioxide storage wellbore[J]. Corrosion and Protection, 2021, 42(4): 54-57.
- [11] 张智, 李炎军, 张超, 等. 高温含 CO₂ 气井的井筒完整性设计[J]. 天然气工业, 2013, 33(9): 79-86.
ZHANG Zhi, LI Yanjun, ZHANG Chao, et al. Wellbore integrity design of high-temperature gas wells containing CO₂[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(9): 79-86.
- [12] 郭建强, 文冬光, 张森琦, 等. 中国二氧化碳地质储存潜力评价与示范工程[J]. 中国地质调查, 2015, 2(4): 36-46.
GUO Jianqiang, WEN Dongguang, ZHANG Senqi, et al. Potential evaluation and demonstration project of CO₂ geological storage in China[J]. Geological Survey of China, 2015, 2(4): 36-46.
- [13] 李琦, 蔡博峰, 陈帆, 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.
LI Qi, CAI Bofeng, CHEN Fan, et al. Review of environmental risk assessment methods for carbon dioxide geological storage[J]. Environmental Engineering, 2019, 37(2): 13-21.
- [14] 刁玉杰, 张森琦, 郭建强, 等. 深部咸水层二氧化碳地质储存场地选址储盖层评价[J]. 岩土力学, 2012, 33(8): 2422-2428.
DIAO Yujie, ZHANG Senqi, GUO Jianqiang, et al. Reservoir and caprock evaluation of CO₂ geological storage site selection in deep saline aquifers[J]. Rock and Soil Mechanics, 2012, 33(8): 2422-2428.
- [15] 杨俊哲, 王振荣, 许峰, 等. 二氧化碳封存异地定向持续监测技术研究[J]. 煤炭工程, 2020, 52(9): 37-41.
YANG Junzhe, WANG Zhenrong, XU Feng, et al. Continuous remote monitoring with directional drilling for CO₂ geological storage[J]. Coal Engineering, 2020, 52(9): 37-41.
- [16] 薄其众, 戴涛, 杨勇, 等. 胜利油田樊 142 块特低渗透油藏 CO₂ 驱油储层压力动态变化研究[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(6): 93-98.
BO Qizhong, DAI Tao, YANG Yong, et al. Research on the changes in formation pressure performance of CO₂ flooding in the ultra-low permeability oil reservoir: Block Fan 142 of the Shengli Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(6): 93-98.
- [17] 谢关宝, 滕春鸣, 柳华杰. 盐岩蠕变对水泥环气密封完整性影响规律研究[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(2): 78-84.
XIE Guanbao, TENG Chunming, LIU Huajie. Study on the influence of salt rock creep on the integrity of cement sheath gas seals[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(2): 78-84.
- [18] 刘伟, 蒲晓林, 白小东, 等. 油田硫化氢腐蚀机理及防护的研究现状及进展[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(1): 83-86.
LIU Wei, PU Xiaolin, BAI Xiaodong, et al. Development of hydrogen sulfide corrosion and prevention[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(1): 83-86.
- [19] 万浩东, 杨远光, 邓天安, 等. 适用于储气库固井自愈合水泥浆体系[J]. 油田化学, 2019, 36(1): 53-57.
WAN Haodong, YANG Yuanguang, DENG Tianan, et al. A self-healing cement slurry system for gas storage cementing[J]. Oilfield Chemistry, 2019, 36(1): 53-57.
- [20] 刘子玉. CO₂ 对油井水泥石腐蚀规律及控制机制研究[D]. 大庆:

- 东北石油大学, 2020.
- LIU Ziyu. Study on corrosion law and control mechanism of oil well cement paste by CO_2 [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2020.
- [21] 彭鑫岭, 蒋光迹, 彭松, 等. 普光高含 H_2S 气田硫沉积规律及其对开发的影响 [J]. 断块油气田, 2022, 29(4): 455–462.
- PENG Xinling, JIANG Guangji, PENG Song, et al. The law of sulfur deposition and its effect on production in Puguang high H_2S gas reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(4): 455–462.
- [22] 汤少兵, 李宗要, 谢承斌, 等. 防 CO_2 腐蚀水泥浆在神华 CCS 示范项目中的应用 [J]. 钻井液与完井液, 2011, 28(增刊1): 17–19.
- TANG Shaobing, LI Zongyao, XIE Chengbin, et al. Application of CO_2 corrosion resistance cement slurry in Shenhua CCS demonstration project[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2011, 28(supplement1): 17–19.
- [23] 武治强, 岳家平, 谢仁军, 等. 南海超高温耐腐蚀防气窜固井水泥浆体系研究 [J]. 石油化工应用, 2021, 40(9): 47–51.
- WU Zhiqiang, YUE Jiaping, XIE Renjun, et al. Study on ultra high temperature anti corrosion cement slurry system in South China Sea[J]. Petrochemical Industry Application, 2021, 40(9): 47–51.
- [24] 吴柏志, 张怀兵. 满深 1 井碳酸盐岩地层自愈合水泥浆固井技术 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(1): 67–73.
- WU Bozhi, ZHANG Huaibing. Cementing technology of a self-healing cement slurry in the carbonate formations in the Well Man-shen 1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(1): 67–73.
- [25] 席岩, 李方园, 王松, 等. 利用预应力固井方法预防水泥环微环隙研究 [J]. 特种油气藏, 2021, 28(6): 144–150.
- XI Yan, LI Fangyuan, WANG Song, et al. Study on prevention of micro-annulus in cement sheath by prestressed cementing method[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(6): 144–150.
- [26] KUTCHKO B G, STRAZISAR B R, DZOMBAK D A, et al. Degradation of well cement by CO_2 under geologic sequestration conditions[J]. Environmental Science & Technology, 2007, 41(13): 4787–4792.
- [27] CAREY J W. Geochemistry of wellbore integrity in CO_2 sequestration: Portland cement-steel-brine- CO_2 interactions[J]. Reviews in Mineralogy & Geochemistry, 2013, 77(1): 505–539.
- [28] 谢尚贤, 颜五和. 大庆油田应用 CO_2 非混相驱油的可行性和技术界限研究 [J]. 大庆石油地质与开发, 1986, 5(4): 55–62.
- XIE Shangxian, YAN Wuhe. Study on the feasibility of CO_2 immiscible flooding and its technical limitations in Daqing Oil Field[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1986, 5(4): 55–62.
- [29] 孙建波, 靳亚鹏, 孙冲, 等. H_2S - CO_2 环境下低铬钢的硫化物应力腐蚀开裂行为 [J]. 表面技术, 2016, 45(2): 1–7.
- SUN Jianbo, JIN Yapeng, SUN Chong, et al. Sulfide stress corrosion cracking behavior of low-Cr steel in H_2S - CO_2 environment[J]. Surface Technology, 2016, 45(2): 1–7.
- [30] 张智, 宋闯, 冯潇霄, 等. 井筒屏障完整性及其优化设计: 以 CO_2 吞吐井为例 [J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(3): 318–328.
- ZHANG Zhi, SONG Chuang, FENG Xiaoxiao, et al. Wellbore barrier integrity and design optimization: A case study on CO_2 huff and puff well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(3): 318–328.
- [31] 吕祥鸿, 梁伟, 计玲, 等. 高温条件下几种耐蚀合金管柱材料的抗腐蚀性能对比分析 [J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2018, 33(5): 101–106.
- LYU Xianghong, LIANG Wei, JI Ling, et al. Comparative analysis of corrosion resistance of several corrosion-resistant alloy pipe string materials under high temperature[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition), 2018, 33(5): 101–106.
- [32] 初纬, 沈吉云, 杨云飞, 等. 连续变化内压套管-水泥环-围岩组合体微环隙计算 [J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(3): 379–385.
- CHU Wei, SHEN Jiyun, YANG Yunfei, et al. Calculation of micro-annulus size in casing-cement sheath-formation system under continuous internal casing pressure change[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 379–385.
- [33] TENTHOREY E, VIDAL-GILBERT S, BACKÉ G, et al. Modeling the geomechanics of gas storage: A case study from the Iona gas field, Australia[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013, 13: 138–148.
- [34] SUN Junchang, WANG Jieming, ZHENG Dewen, et al. Regional scale 3D geomechanical modeling for evaluating caprock integrity and fault leakage potential during underground gas storage operations in a produced field[R]. SPE-186053-MS, 2017.
- [35] 戴彩丽, 丁行行, 于志豪, 等. CO_2 和地层水对储层物性的影响研究进展 [J]. 油田化学, 2019, 36(4): 741–747.
- DAI Caili, DING Xingxing, YU Zhihao, et al. Research progress on the influence of CO_2 and formation water on reservoir physical properties[J]. Oilfield Chemistry, 2019, 36(4): 741–747.

[编辑 滕春鸣]