



面向CO₂捕集的胺基贫水/非水吸收剂研究进展

高红霞, 陈苾怡, 汤龙, 喻宁波, 梁志武*

湖南大学化学化工学院, 化石能源低碳化高效利用湖南省重点实验室, 二氧化碳捕获与封存国际合作中心(iCCS), 长沙 410082

*通讯作者, E-mail: zwliang@hnu.edu.cn

收稿日期: 2025-03-03; 接受日期: 2025-04-23; 网络版发表日期: 2025-08-22

国家自然科学基金(编号: 22222802)资助项目

摘要 燃煤电厂、钢铁、水泥行业等产生的尾气中CO₂的排放控制是实现“碳中和”目标的托底关键。胺吸收法捕集CO₂目前是最具产业化应用前景的技术之一, 再生能耗大、运行成本高等限制了其大规模应用推广。均相贫水/非水吸收剂是利用低热容物理溶剂替代胺水溶液中的部分/全部水, 可无需改造直接使用现有吸收-解吸系统, 且在降能耗和腐蚀性方面具有一定优势。基于捕集工艺流程、反应机理、吸收剂类型、物性和捕获性能等方面, 综述了贫水/非水吸收剂的研究进展; 结合CO₂捕集应用需求, 整合提出了现有贫水/非水吸收剂需要解决的难题, 展望了未来的研究方向。

关键词 CO₂捕获, 胺, 物理溶剂, 贫水/非水吸收剂, 吸收-解吸

1 引言

随着工业化进程的加快和能源需求的不断增长, 温室气体特别是二氧化碳(CO₂)排放, 已成为全球气候变化的主要驱动力^[1]。根据国际能源署(IEA)的统计, 全球能源相关CO₂排放量约占全球温室气体排放总量的65%; 2023年我国二氧化碳排放量126亿, 约占全球总排放量(374亿吨)的1/3。实现碳达峰、碳中和是党中央统筹国内国际两个大局做出的重大决策。CO₂捕集利用及封存(CCUS)是我国实现碳中和目标、保障国家能源安全不可或缺的战略技术, 是最有效的化石能源低碳利用技术, 是实现碳中和目标的托底保障技术。预计到2060年, 每年约20亿吨CO₂必须通过CCUS

实现减排。经济成本依然是制约CCUS发展的重要因素, CO₂捕集是CCUS环节中能耗和成本最高的环节。据统计, 我国燃煤电厂、钢铁、水泥行业对CO₂排放总量的贡献约70% (燃煤电厂占35%以上), 因此燃烧后烟气中CO₂捕集控制是实现碳中和目标的托底关键^[2-5]。

燃烧后CO₂捕集技术因其对原有系统工艺流程无干扰、规模可调且灵活性显著等优势, 在我国存量燃煤电厂的改造升级中展现出广阔的应用潜力。化学吸收法特别是胺法捕集烟气中低浓度的CO₂因其流程简单、吸收速率快、CO₂脱除效率和纯度高、技术工艺成熟等优点, 目前最具产业化应用前景, 在相当一段时期内是降低CO₂排放最有效的技术之一^[6,7]。然而, 利用

引用格式: Gao H, Chen X, Tang L, Yu N, Liang Z. Research progress on amine-based water-lean/non-aqueous absorbents for CO₂ capture. *Sci Sin Chim*, 2025, 55: 2693–2704, doi: [10.1360/SSC-2025-0058](https://doi.org/10.1360/SSC-2025-0058)

单乙醇胺(MEA)法回收工业烟气中CO₂虽具有脱除率高、反应速率快、CO₂纯度高等优势, 但MEA吸收容量低、再生能耗大(约占捕集全流程总成本的70%)、降解速率快, 同时降解产物又加剧了设备(吸收塔、换热器等)和管道等腐蚀、腐蚀又反过来会促进胺吸收剂降解, 导致碳捕集系统的操作成本和废液等处理成本高, 限制了其大规模应用推广^[8]。目前, 为突破胺法捕集CO₂能耗较大的技术瓶颈, 研究者们多通过开发高效节能CO₂捕集工艺、低能耗再生技术(如添加高效催化剂), 以及新型高效CO₂吸收剂等, 实现降低CO₂捕集成本的目标。

CO₂吸收剂是胺法捕集CO₂工艺技术的基础和核心, 高效吸收剂的研发是实现降能耗技术难题的关键, 也是目前研究的重难点。根据胺基氮原子上连接的“活泼”氢原子数, 可分为伯胺、仲胺及叔胺三类胺吸收剂。伯胺N原子上连有2个氢原子, 它可以直接与CO₂发生反应, 生成稳定性强的氨基甲酸盐, 常见的伯胺如MEA^[9,10]; 仲胺N原子上有1个氢原子, 可直接与CO₂反应, 其反应机理与伯胺溶液吸收CO₂反应机理类似, 常见的仲胺有二乙醇胺(DEA)、二异丙醇胺(DIPA)等^[11]; 叔胺N原子上未连接H原子, 不能直接与CO₂反应, 而是以碱催化剂的形式催化CO₂和H₂O反应生成碳酸氢盐, 常见的叔胺有N-甲基二乙醇胺(MDEA)、三乙醇胺(TEA)等^[12]。然而, 传统单胺吸收剂仍存在一些不足/缺点, 伯/仲胺如MEA、DEA等溶液存在解吸能耗大、易降解等问题; 叔胺如MDEA等溶液存在反应速率慢等难题^[13]。理想的CO₂化学吸收剂应具备吸收容量高、吸收速度快、稳定性高、腐蚀性小、成本低等特点^[14,15]。因此, 科研院所和企业等仍致力于寻找具有吸收速率快和再生能耗低的胺类吸收剂, 前期研究主要侧重在新型改性胺(如4-(二乙氨基)-2-丁醇DEAB)、烯胺(如二乙烯三胺DETA)、环状胺(如哌嗪PZ)、混合胺(如MDEA+MEA)等吸收剂。胺类吸收剂的发展和更迭, 使得胺法捕集成本逐渐减少, 其商业化进程也随全球变暖及气候变化问题的紧迫性得到全面的推进。

降低CO₂捕集系统操作成本的关键是降低CO₂吸收剂再生过程的热能消耗。为了进一步降低现有胺法捕集CO₂的再生能耗, 有学者提出利用低热容和低蒸气压的物理溶剂等替代部分水或全部水作为溶剂, 开发了贫水/非水型CO₂吸收剂, 以期减少CO₂解吸过程

热能消耗、吸收剂损失和设备腐蚀等问题^[16]。贫水/非水型CO₂吸收剂包括均相型和相分离型两种。其中均相贫水/非水型CO₂吸收剂是指溶液在吸收CO₂过程不发生液-液或液-固相分离现象, 其优势在于物理溶剂替代部分/全部水既有望降低解吸过程热能消耗和腐蚀速率, 又可直接利用/无需对现有CO₂吸收-解吸系统进行改造^[17]。虽然, 相分离型CO₂吸收剂因仅需送富CO₂相去解吸, 可能较均相贫水/非水吸收剂具有更低的再生能耗^[18-20], 但并无具体研究明确指出相分离型吸收剂热能消耗低于均相贫水/非水吸收剂, 但明确的是均相型吸收剂在工艺流程和可操作性方面更具优势, 且无需考虑相界面的稳定性和乳化现象, 均相型吸收剂面临的问题也是相分离吸收剂需要解决的问题。因此, 本文仅对均相贫水/非水CO₂吸收剂进行概述, 下文中提及贫水/非水CO₂吸收剂不包括相分离型CO₂吸收剂。

2 吸收-解吸工艺流程简介

胺法捕集CO₂是通过胺与CO₂发生化学反应, 生成氨基甲酸盐、碳酸盐以及碳酸氢盐等化合物, 从而将CO₂从烟气中吸收分离出来^[21]。贫水/非水吸收剂CO₂吸收-解吸工艺流程(图1)与传统胺水溶液捕集CO₂工艺流程一致, 主要涉及两个主要步骤: 吸收和解吸。

具体工艺流程可以描述为: 负载了一定CO₂量的胺溶液由吸收塔顶进入与吸收塔底部进入经脱硝脱硫等一系列前处理的烟道气进行逆流接触实现气液传质, 与胺反应的CO₂从烟气中脱除, 净化后的烟气由吸收塔顶排出; 吸收了CO₂的胺溶液(即富液)由吸收塔底流出, 然后富液经贫富液换热器被预热后泵入解吸塔, 在解吸塔内被加热发生逆反应释放出CO₂, CO₂由解吸塔顶排出并经冷凝压缩等得到CO₂产品, 释放出CO₂的胺溶液(即贫液)经与富液换热、冷却等工序后返回至吸收塔循环利用^[22-24]。贫水/非水吸收剂CO₂捕集工艺的集成节能策略跟胺水溶液类吸收剂一样, 如Li等^[25]、Knudsen等^[26]及Moullec等^[27]基于该传统工艺流程进行改造, 增设了吸收塔级间冷却、富液分流等, 旨在进一步提高CO₂吸收效率和降低再生能耗。

3 胺基贫水/非水吸收剂CO₂吸收反应机理

胺基氮原子上有无连接“活泼”氢原子, 其反应机

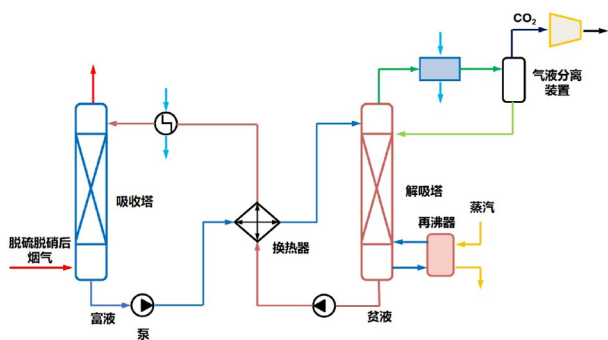


图 1 (网络版彩图)贫水/非水吸收剂CO₂吸收-解吸工艺流程图^[22]

Figure 1 (Color online) Technological process of CO₂ capture using water-lean/non-aqueous absorbents^[22].

理不同. 伯/仲胺可与CO₂直接反应, 反应速率较快, 其与CO₂反应过程可用两性离子(Zwitterion)机理和三分子机理两种机理来进行描述. Zwitterion机理最先由Caplow和Michael^[9]于1968年提出, 后经Danckwerts^[10]于1979年完善, 该机理可以描述: (1) CO₂和伯/仲胺(R₁R₂NH)分子反应生成两性离子中间体(R₁R₂NH⁺-COO⁻); (2) 碱性物质(B主要包括R₁R₂NH、H₂O、OH⁻)进攻两性离子进行去质子化反应生成氨基甲酸酯和质子化胺等2步反应, 即



三分子机理是首先由Crooks和Donnellan^[28]于1989年提出, 后经da Silva和Svendsen^[29]于2004年完善, 该机理可以描述: 伯/仲胺直接与CO₂生成松散结构的中间体, 中间体随即分解成氨基甲酸酯和质子化碱, C-N键的形成与质子转移同时发生, 即



目前, 在学术界中两性离子机理和三分子机理均被广泛解释伯、仲胺吸收CO₂反应过程, 并无明确指出某一机理更准确, 虽然有人利用原位核磁表征技术检测到了两性离子的存在, 证明了两性离子的正确性. 但根据分子碰撞理论, 三个分子碰撞反应发生的概率要远远小于两分子碰撞发生的概率, 也可以认为三分子机理可能是两性离子机理中的某一特例.

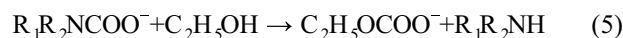
叔胺不能与CO₂直接反应, 因而反应速率较慢. 叔胺(R₃N)与CO₂的反应机理与伯胺、仲胺有所不同, 因

为叔胺的氮原子没有可转移的H原子, 无法直接形成氨基甲酸酯. Donaldson和Nguyen^[12]于1980年首次提出了适用于叔胺吸收CO₂的反应机理——碱催化水合机制, 即叔胺不直接与CO₂反应, 但可催化CO₂水合形成碳酸氢根离子作为碱基, 具体反应过程如式(4)所示.



混合胺综合了伯/仲胺与叔胺的优势, 具有较快的吸收速率和较低的再生能耗. 图2给出了混合胺无水、贫水及水溶液吸收CO₂的反应机理: 伯/仲胺遵循两性离子机理, 叔胺可作为碱性物质参与伯/仲胺两性离子去质子化过程^[30,31], 有水存在时也会催化CO₂水合反应, 其协同作用可用于解释混合胺吸收速率高于叔胺和仲胺溶液的吸收速率之和^[32].

胺基贫水/非水CO₂吸收剂中物理溶剂是否参与反应与溶剂类型及结构有关. 依据溶剂分子中是否含有活性氢将物理溶剂分为质子型溶剂和非质子型溶剂. 质子型溶剂如醇类具有易解离氢作为质子的供体, 易于与胺的N原子形成氢键, 从而在胺分子周围形成紧密溶剂化层, 通过限制CO₂扩散抑制两性离子的形成. 除此之外, 醇类因烷基链存在会导致氢键网络的局部断裂导致质子传递受限, 因此不具有高效质子传导的作用. 当前有文献^[33,34]报道了质子型溶剂(如乙醇、乙二醇)在碱性环境中与CO₂反应的机理, 会生成少量稳定性较差的烷基碳酸酯反应产物(式(5)), 然而由于其对CO₂吸收过程的贡献较小通常被忽略.



此外, 非质子型溶剂如醚、砜因其缺少活性氢无法参与质子传递过程, 在大部分的动力学研究中通常被忽略. 然而, 如环丁砜(SUFL)^[35]和乙二醇单乙醚(EGME)^[36]引入某些特定的胺体系中显示出动力学促进作用. 但目前并不能解释这种复杂多变的动力学行为, 还有待进一步研究完善.

4 贫水/非水CO₂吸收剂

贫水/非水CO₂吸收剂较胺水溶液区别在于使用低热容物理溶剂部分或完全替代溶剂水, 目前的物理溶剂主要包括醇、醚、砜等^[37,38]. CO₂吸收剂的优劣如何选择和评价, 应从物性(黏度和挥发度等), 以及平衡

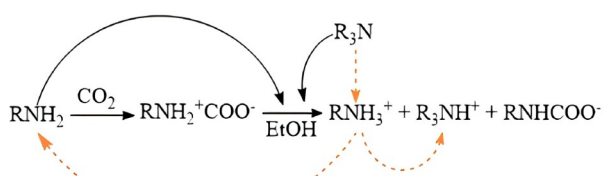


图2 (网络版彩图)混合胺吸收CO₂的反应机理^[31]

Figure 2 (Color online) Reaction mechanism of CO₂ capture in mixed amine [31].

CO₂溶解度、吸收反应热、反应速率常数(k)、吸收速率、传质性能和再生能耗等CO₂捕集性能进行详细考虑。但因胺基贫水/非水CO₂吸收剂的研究相对较少,不能根据其不同特性进行详细阐述,因此本文以物理溶剂类型分类,分别介绍不同种类的贫水/非水吸收剂,即胺-醇类、胺-醚类、胺-酮类及胺-其他溶剂类等贫水/非水吸收剂。

4.1 胺-醇类贫水/非水吸收剂

胺-醇类贫水/非水吸收剂通常具有较高的CO₂循环容量和解吸速率、较低的解吸能耗和腐蚀性(延长设备使用寿命)。甲醇、乙醇是常用的CO₂物理溶剂之一。Yu等^[39]研究发现MEA+甲醇非水吸收剂可在低于373 K的温度下实现高效再生,再生能耗约为110 kJ/mol CO₂ (2.3 GJ/t CO₂),较不同浓度MEA水溶液再生能耗146~218 kJ/mol CO₂ (3.0~4.5 GJ/t CO₂)降低约24%~49%。Fu等^[40]在填料塔内研究了MEA+甲醇非水吸收剂的吸收性能,实验结果显示在低CO₂分压下其总气相传质系数高于MEA水溶液,通过条件优化可减少甲醇蒸发损耗。Chen等^[41]探究发现仲胺*N*-乙基-乙醇胺(EEA)+乙醇非水溶液在温度为363、373和383 K时的再生效率(55.44%、86.86%和100.00%)远高于EEA水溶液(27.56%、30.25%和38.80%)。Liu等^[42]研究发现三乙烯四胺(TETA)+2-氨基-2-甲基-1-丙醇(AMP)+乙醇混合胺非水吸收剂具有较高的CO₂负载和循环再生效率,相应数值均高于TETA+AMP纯水吸收剂。

然而,值得注意的是,甲醇和乙醇等挥发性高,虽可大幅提高解吸效率,然而既增加了溶剂的损失率,也给解吸后CO₂提纯工作增加了难度和成本^[43]。因此,许多研究者也以多元醇为溶剂来研究其捕获性能。Hutchinson^[44]于1939年研究发现通过乙二醇(EG)代替

水与MEA混合用于酸性气体脱除,其再生能耗比MEA溶液低。Tan等^[45]、Li等^[46]、Zheng等^[47]和Kang等^[48]分别使用了乙二醇(EG)、二甘醇(DEG)、三甘醇(TEG)或聚乙二醇(PEG)等多元醇为溶剂分别与MEA、2-氨基-2-甲基-1-丙醇(AMP)或二甘胺(DGA)构建非水CO₂吸收剂,实验结果表明多元醇代替水可以减少溶剂损失和再生能耗,并增加CO₂循环容量。Yu等^[49]研究了40.8 wt%哌嗪(PZ)+59.2 wt%二甘醇(DEG)在旋转填充床中捕获性能,虽然富液黏度约为40.8 wt% PZ水溶液的7倍(温度50℃),但可有效降低再生能耗的同时CO₂捕集效率仍保持90%以上(90.3%)。然而,多元醇引入会明显提升吸收剂的黏度^[50],导致扩散和传质性能变差。

为了综合物理溶剂优势,研究人员尝试将不同物理溶剂混合引入胺吸收剂中,其中研究较多的是醇-醇及醇-醇醚共溶剂替代溶剂水。Barbarossa等^[51]研究发现,AMP-EG-EtOH和AMP-EG-PrOH吸收剂在低温(80~90℃)解吸时较AMP-H₂O吸收剂胺损失减少,在连续的吸收-解吸循环中CO₂吸收效率超90%。Li等^[52]发现DA2MP-PrOH-EG吸收剂较DA2MP-PrOH吸收剂黏度降低的同时再生能耗降低了29.5%,且较30 wt% MEA溶液降低了58.42%。Bougie等^[53]研究发现,MEA-EG-PrOH非水吸收剂在363 K解吸时其再生能耗比30 wt% MEA溶液低55%。此外,还有研究人员对贫水吸收剂的降解性能进行了研究。例如,Shoukat等^[54]研究了贫水吸收剂的热降解性能和腐蚀性能,发现在相同工况下贫水吸收剂比传统胺吸收剂热降解速率更快,其中MEA-EG-H₂O吸收剂在135℃下工作50天胺损失80%。同时有文献报道^[55],在高温下大多数物理溶剂会存在一定程度的氧化降解,但由于再沸器温度较低,氧化降解速率可能低于传统胺溶液。表1统计了上述文献中和部分其他文献中胺-醇类贫水/非水吸收剂的CO₂吸收与解吸性能数据。

4.2 胺-醚类贫水/非水吸收剂

胺-醚-水吸收剂具有较好的化学稳定性,同时能避免甲醇、乙醇等物理溶剂挥发性大的缺点,具有降低再生能耗的潜力^[43]。多数研究表明因乙二醇醚的低热容量、挥发性和黏度等优势,故其非水吸收剂研究较多^[69]。Barzagli等^[70]研究进行3 mol/L二甘醇胺(DGA)+二甘醇单甲醚(DEGMME)非水吸收剂连续吸

表 1 部分胺-醇-水组成的贫水/非水吸收剂性能数据

Table 1 Performance data of water-lean/non-aqueous absorbents composed of amines-alcohols-water

吸收剂组成	吸收剂浓度	CO ₂ 负载 (mol/mol)	能耗降 (%)	解吸温度 <i>T</i> (K)	循环容量	富液黏度 (mPa s)	引用文献	备注 ^{a)}
TETA-AMP-MeOH	40 wt%	3.71 mol/kg	/	393	3.70 mol/kg	198.32 (313 K)	[42]	a
DGA-PEG200	3 mol/L	0.463	/	353	0.438 mol/mol	26.66 (313 K)	[46]	b
PZ-DEG	40 wt%	/	83	/	/	22.52 (323 K)	[49]	a
DA2MP-PrOH-EG	25 wt%; 8:2	1.13	58.42	393	1.07 mol/mol	9.05 (313 K)	[52]	a
MEA-EG-ProH	30 wt%	0.47	53	363	0.37 mol/mol	63.7 (298 K)	[53]	b, c
MEA-PEG ₂₀₀	5 mol/L	0.483	33	353	0.257 mol/mol	/	[56]	b
MEA-H ₂ O-EG	30 wt%	0.87	23.8	353	/	/	[48]	b
MEA-EG	30 wt%	0.90	31.3		/	/		
MEA-MeOH	50 wt%	0.48	71		/	/		
DEA-MeOH	50 wt%	0.70	73	/	/	/	[57]	a
MDEA-MeOH	50 wt%	0.90	88	303~333	/	/	[58]	a,d
DMEA-EG	10 wt%/90 wt%	0.23~0.5	75		/	/		
MEA-DMEA-MeOH	0.2:0.3:0.5 (mol/ mol/mol)	/	59		/	/	[59]	a
MEA-DEEA-MeOH		/	61		/	/		
DPA-SULF-MeOH	30%/35%/35%	0.88	/	331	0.48 mol/mol	3.28 (298 K)	[60]	a
2-PE-EG	1:6 (mol/mol)	0.97	/	323	/	/	[61]	a
TETA-DEG	2.0 mol/L	1.70	65	393	/	338 (333 K)	[62]	a,c
TETA-EG	2.0 mol/L	1.72	63		/	245 (333 K)		
TETA-PEG200	2.0 mol/L	1.79	86		/	>2000 (333 K)		
DA2MP-AMP-PrOH	20 wt%; 2:1	0.95	51	383	0.88 mol/mol	15.0 (313 K)	[63]	a
EAE-TEG	70 wt%/30 wt%	0.44	62	353~363	/	71.9 (313 K)	[64]	b
HPDETA-DEG	30 wt%	0.98	48	393	0.90 mol/mol	245.62 (313 K)	[65]	a
EtOH-EMEA-H ₂ O	40 wt%	0.547	/	373	0.475 mol/mol	/	[41]	b
TMG-PrOH-MEA	0.3:0.6:0.1	0.396	/	373	0.246 mol/mol	/	[66]	a
TETA-BDO	30 wt%	1.73	69	393	1.58 mol/mol	88.8 (313 K)	[67]	b,c
TETA-PEG200	30 wt%	1.80	76		1.71 mol/mol	62.2 (313 K)		
3AP-PEG200	A2P8	0.7	/		0.665 mol/mol	48 (313 K)	[68]	

a) “a”指热驱动解吸再生(纯CO₂氛围); “b”指热驱动载气辅助再生(CO₂-N₂混合氛围); “c”指微波辅助再生; “d”指真空再生.

收-解吸循环实验，结果表明其CO₂捕集效率不低于90%时其热能消耗比MEA溶液低。Guo等^[43]探究了MEA+乙二醚(2-ME或2-EE)非水吸收剂的吸收-解吸性能，与5 mol/L MEA水溶液相比，其CO₂解吸能力增加43.0%且再生能耗降低55%。Ping等^[71]发现5 mol/L 2-(丁氨基)乙醇(BAE)+乙二醇单丁醚(EGMBE)非水吸收剂的解吸量较5 mol/L MEA溶液增加约1倍，可能是由于在EGMBE溶剂环境中CO₂与BAE反应生成了不稳定氨基甲酸酯和质子化BAE；且其再生能耗降低约45%~55% (图3，其中图3b中*Q*₁、*Q*₂、*Q*₃分别代表显热、汽化潜热和解吸热)。

Bougie等^[53]研究发现，解吸温度为363 K时，20 wt% MEA+二甘醇单乙醚(DEGMEE)非水吸收剂解吸能力较30 wt% MEA水溶液增加了20%且再生能耗降78%。Meng等^[72]研究了2-乙基己烷-1-胺(EHA)+二甘醇二乙醚(DEGDDE)非水吸收剂的吸收和解吸性能，在373 K时70 wt% EHA+30 wt% DEGDDE溶液的解吸效率为99%，且再生能耗比30 wt% MEA低69%；且当含水量为10 wt%和DEGDDE含量为20 wt%时，吸收剂解吸效率仍高达89.4%且解吸能耗较30 wt% MEA降低55%。表2所示为部分胺-醚-水贫水/非水吸收剂捕获性能数据。

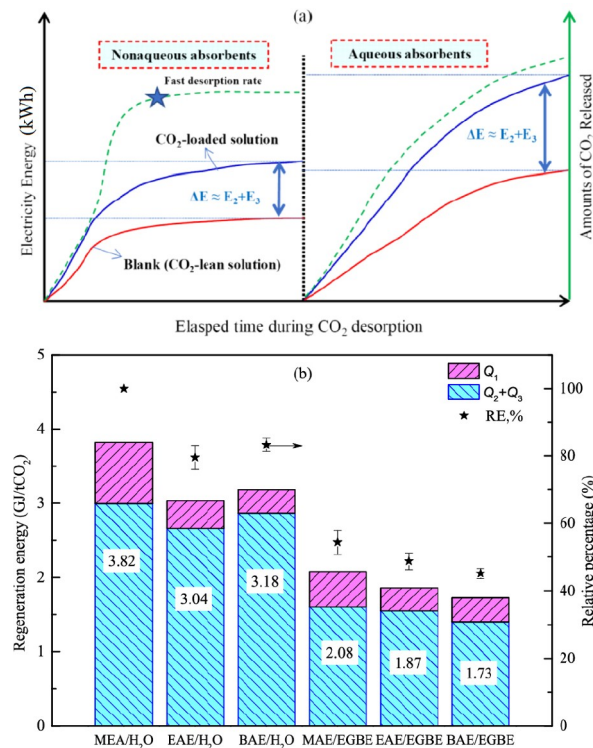


图3 (网络版彩图)贫水-非水吸收剂再生能耗图。(a) 能量、解吸量随解吸时间变化图;(b) 各种吸收剂再生能耗对比图^[71]

Figure 3 (Color online) Regenerative energy of water-lean/non-aqueous solvent. (a) Graphic representation of energy and desorption amount with desorption time; (b) total regeneration energy of various absorbents in comparison with that of the baseline case (aqueous MEA) ^[71].

表2 胺-醚-水贫水/非水吸收剂性能数据

Table 2 Performance data of water-lean/non-aqueous absorbents composed of amines-ethers-water

吸收剂组成	吸收剂浓度	CO ₂ 负载	解吸温度 <i>T</i> (K)	能耗降 (%)	循环容量	富液黏度 (mPa s)	引用文献	备注 ^{a)}
MEA+DEGMEE	30 wt%/70 wt%	0.48 mol/mol	363	21.11	0.36 mol/mol	98.5 (298 K)	[53]	b, c
DGA+DEGMME	38 wt%/62 wt%	/	423	/	0.274 mol/mol	/	[70]	a
MEA+2-ME	30 wt%/70 wt%	2.1 mol/kg		55	/	13.717 (313 K)		
MEA+2-EE	30 wt%/70 wt%	2.045 mol/kg	373	55	/	22.450 (313 K)	[43]	b
DEA+2-ME	30 wt%/70 wt%	1.662 mol/kg		/	/	>40 (313 K)		
MAE+EGBE	5 M	2.148 mol/kg		45	1.136 mol/kg	3.556 (313 K)		
EAE+EGBE	5 M	2.010 mol/kg	373	51	1.544 mol/kg	3.993 (313 K)	[71]	a
BAE+EGBE	5 M	2.054 mol/kg		55	1.656 mol/kg	5.342 (313 K)		
EHA+DEGDDE	70 wt%/30 wt%	2.96 mol/kg		69	2.92 mol/kg	24.7 (313 K)		
EHA+DEGDDE+H ₂ O	70 wt%/25 wt%/5 wt%	2.83 mol/kg	373	63	2.74 mol/kg	28.9 (313 K)	[72]	b
EHA+DEGDDE+H ₂ O	70 wt%/20 wt%/10 wt%	2.75 mol/kg		55	2.47 mol/kg	30.5 (313 K)		
2-PE+APZ+DEGMEE	30 wt% /20 wt%/50 wt%	0.801 mol/mol	363	41	/	/	[73]	a

a) “a”指热驱动解吸再生(纯CO₂氛围); “b”指热驱动载气辅助再生(CO₂-N₂混合氛围); “c”指微波辅助再生。

4.3 胺-醚类贫水/非水吸收剂

胺-醚类贫水/非水吸收剂较以醇为溶剂的吸收剂具有较强的吸收能力且能减少溶剂损失(表3), 经研究发现该类吸收剂传质能力有一定提升^[17]。二甲基亚砜(DMSO)和环丁砜(SULF)为两种使用较多的醚类溶剂。DMSO具有相对较低的黏度、比热容和汽化焓^[74-76], 有利于降低再生能耗; 且它还是一种具有高介电常数的极性和亲核溶剂, 可以通过氢键相互作用来稳定氨基甲酸/氨基甲酸酯产物。Karlsson等^[77]探究发现, 温度为80℃和CO₂分压为100 kPa时, 25 wt% 2-氨基-2-甲基-1-丙醇(AMP)+75 wt% DMSO非水吸收剂的CO₂的溶解度低于0.1 mol/mol AMP, 说明该吸收剂相较于传统胺吸收剂能够在更低的温度下再生。Yin和Shen^[78]实验研究发现在解吸温度为373 K时, 与30 wt% MEA溶液相比, 61.8 wt% 2-(丁基氨基)乙醇(BAE)+DMSO非水吸收剂再生能耗降低55%; 当含水量为10%时, 61.8 wt% BAE贫水吸收剂再生能耗降低约45% (图4)。Meng等^[79]研发的60 wt% 2-乙基己基-1-胺(EHA)+40 wt% DMSO非水吸收剂在解吸温度373 K时的解吸效率约为98%, 再生能耗较30 wt% MEA溶液约降低了50%, 且当含水量为10 wt%时, 60 wt% EHA贫水吸收剂再生能耗仍可下降约40%。此外, 也有人对非水吸收剂的耐水性进行了研究, 如Meng等^[79]筛选出具有良好耐水性的EHA-DMSO非水吸收

表 3 部分胺-砜-水组成的贫水/非水吸收剂性能数据

Table 3 Performance data of water-lean/non-aqueous absorbents composed of amines-sulphones-water

吸收剂组成	吸收剂浓度	CO ₂ 负载	能耗降 (%)	解吸温度 T (K)	循环容量	富液黏度 (mPa s)	引用文献	备注 ^{a)}
2-PE+APZ+DMSO	30 wt%/20 wt%/50 wt%	0.941 mol/mol	53	363	/	/	[73]	a
DPA+SULF+MeOH	30 wt%/35 wt%/35 wt%	0.88 mol/mol	/		0.629 mol/mol	3.28 (293 K)		
AMP+SULF+MeOH	30 wt%/35 wt%/35 wt%	0.65 mol/mol	/		0.484 mol/mol	/		
MEA+SULF+MeOH	30 wt%/35 wt%/35 wt%	0.467 mol/mol	/	333	0.096 mol/mol	/	[74]	a
DEA+SULF+MeOH	30 wt%/35 wt%/35 wt%	0.426 mol/mol	/		0.015 mol/mol	/		
DIPA+SULF+MeOH	30 wt%/35 wt%/35 wt%	0.358 mol/mol	/		0.002 mol/mol	/		
MAE+DMSO+H ₂ O	30 wt%/50 wt%/20 wt%	/	58	353	/	2.353 (313 K)	[75]	a
MEA+DMSO	30 wt%/70 wt%	2.375 mol/kg	44		0.75 mol/kg	1.618 (298 K)		
BAE+DMSO	61.8 wt%/38.2 wt%	2.083 mol/kg	56		1.331 mol/kg	3.107 (298 K)		
BAE+DMSO+H ₂ O	61.8 wt%/28.2 wt%/10 wt%	1.935 mol/kg	45	373	1.170 mol/kg	5.407 (298 K)	[78]	a, c
MAE+DMSO	36.3 wt%/63.7 wt%	2.048 mol/kg	50		0.629 mol/kg	1.886 (298 K)		
EAE+DMSO	44.3 wt%/55.7 wt%	2.040 mol/kg	52		1.145 mol/kg	2.119 (298 K)		
EHA+DMSO	60 wt%/40wt%	3.06 mol/kg	50		2.97 mol/kg	40.6 (298 K)		
EHA+DMSO+H ₂ O	60 wt%/35 wt%/5 wt%	2.65 mol/kg	40	373	2.46 mol/kg	/	[79]	b
EHA+DMSO+H ₂ O	60 wt%/30 wt%/10 wt%	2.46 mol/kg	38		2.20 mol/kg	/		

a) “a”指热驱动解吸再生(纯CO₂氛围); “b”指热驱动载气辅助再生(CO₂-N₂混合氛围); “c”指微波辅助再生.

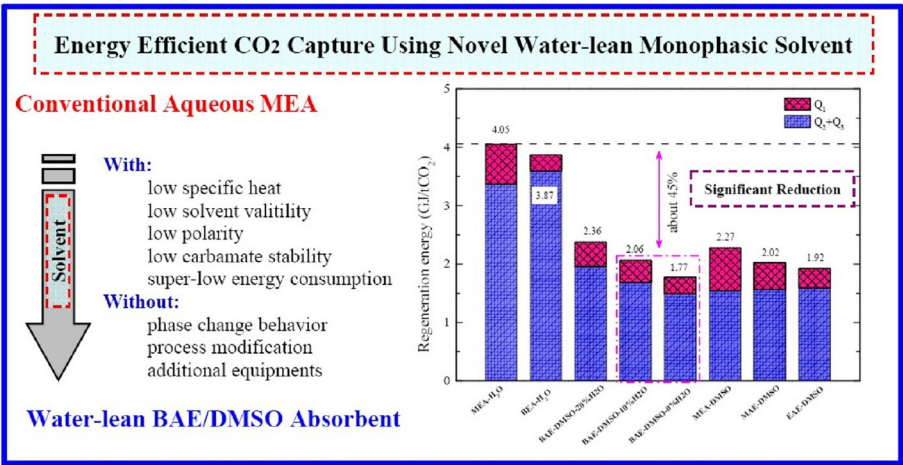


图 4 (网络版彩图) BAE/DMSO贫水吸收剂能耗图^[78]

Figure 4 (Color online) Regenerative energy of BAE/DMSO water-lean absorbents ^[78].

剂, 与30 wt% MEA相比, 当其含水量为10 wt%时再生能耗仍下降约40%.

4.4 胺-其他溶剂类贫水/非水吸收剂

同时研究人员还对胺-其他溶剂构成的贫水/非水吸收剂捕获CO₂的性能进行了研究(表4), 其中本文所

列的其他溶剂包括离子液体、1-甲基-2-吡咯烷酮、低共熔溶剂.

离子液体是由有机阳离子和无机阴离子组成的熔融盐, 具有低挥发性、高热稳定性和可调性等优点, 常用于作为溶剂的离子液体有咪唑类离子液体与吡啶类离子液体, 因其高CO₂溶解能力和低腐蚀性而被用于

表 4 由胺-有机溶剂-水组成的贫水/非水吸收剂性能数据

Table 4 Performance data of water-lean/non-aqueous absorbents composed of amines-other organic solvents-water

吸收剂组成	吸收剂浓度	CO ₂ 负载	能耗降 (%)	解吸温度 T (K)	循环负载	富液黏度 (mPa s)	引用文献	备注 ^{a)}
MEA-NMF	30 wt%	0.49 mol/mol	/	363	/	22.9 (298 K)	[52]	a
2-PE-APZ-DMF	30 wt%/20 wt%/50 wt%	1.004 mol/mol	55	363	/	/	[73]	a
2-PE-APZ-NMF	30 wt% /20 wt%/50 w%	0.911 mol/mol	51	/	/	/		
MEA-[bmim][BF ₄]-H ₂ O	30 wt%/50 wt%/20 wt%	/	33.8	423	/	4.8 (323 K)	[80]	a
DBU-MeOH-MEA	0.3:0.17:0.53 (mol/mol/mol)	/	/	373	0.444 mol/mol	/	[81]	a
TMG-MeOH-MEA	0.3:0.6:0.1 (mol/mol/mol)	/	/	373	0.396 mol/mol	/	[82]	a
AMP-AEEA-NMP	2.5:0.5:3 (mol/kg)	1.66 mol/kg	48	393	1.65 mol/kg	/	[83]	a
DMEDA-NMP-H ₂ O	0.3:0.65:0.05 (mol/mol/mol)	/	/	/	0.5 mol/mol	1.49 (313 K)	[85]	b
EMEA-NMP-H ₂ O	5.0 mol/mol	/	69	353	/	8.75 (313 K)	[86]	a
MEA-DMF-Cu	/	/	56.58	373	/	/		
MEADMF-B	/	/	74.47	/	/	/	[87]	a
MEA-[bmim][BF ₄]-H ₂ O	30 wt%/40 wt%/30 wt%	/	37.2	376	/	3.54 (323 K)	[88]	a

a) “a”指热驱动解吸再生(纯CO₂氛围); “b”指热驱动载气辅助再生(CO₂-N₂混合氛围).

贫水/非水吸收剂中. Yang等^[80]提出了30 wt% MEA+50 wt% [bmim][BF₄]+20 wt% H₂O贫水吸收剂, 其再生能耗比MEA水溶液低33.8%. Hedayati和Feyzi^[81]筛选了烷醇胺+有机超强碱1,8-二氮杂双环(5.4.0)十一碳-7-烯(DBU)+醇非水吸收剂, 发现摩尔比为0.3:0.17:0.53的DBU-MeOH-MEA吸收剂的最大平衡吸收量约为0.444 mol/mol; Hedayati和Feyzi^[82]筛选出的摩尔比为0.3:0.6:0.1的1,1,3,3-四甲基胍(TMG)-MeOH-MEA非水吸收剂, 其平衡吸收量为0.396 mol/mol, 30 min时为0.283 mol/mol.

此外, 因1-甲基-2-吡咯烷酮(NMP)具有优异的热稳定性和良好的CO₂物理溶解度, 有学者探究其作为物理溶剂代替水构成的贫水/非水吸收剂的CO₂捕获性能. Lv等^[83]研究了AMP+2-(2-氨基乙基氨基)乙醇(AEEA)+NMP非水吸收剂的吸收-解吸性能, 实验结果发现其具有较高的CO₂容量(1.65 mol/kg溶液), 经4次再生循环后仍能保留约90%的初始CO₂容量, 且总热负荷约为MEA溶液的一半(图5), 同时该吸收剂也展现了良好的耐腐蚀性.

Karlsson等^[84]发现解吸温度处于70~90℃范围时, AMP-NMP吸收剂CO₂的溶解度很低, 吸收热约为40 kJ/mol CO₂ (15 wt% AEP)和65 kJ/mol CO₂ (25 wt% AEP), 说明该吸收剂能在低负荷下低温再生. Xu等^[85]研发了*N,N*-二甲基-1,2-乙二胺(DMEDA)+NMP+H₂O

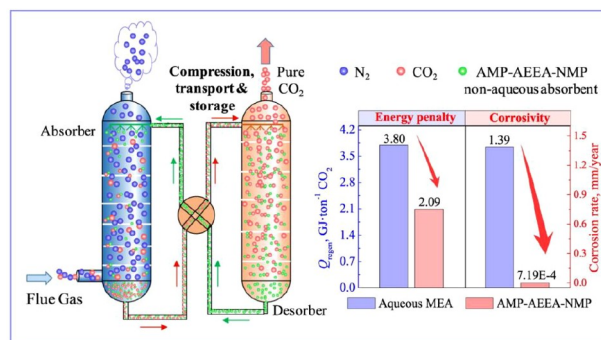


图 5 (网络版彩图)非水吸收剂捕获CO₂工艺流程及再生能耗^[83]

Figure 5 (Color online) Regenerative energy and technological process of non-aqueous absorbents for CO₂ capture [83].

贫水吸收剂, 吸收-解吸实验结果发现质量比为3:6.5:0.5时其黏度为1.49 mPa s (313 K), 与MEA水溶液相当, 但循环容量和解吸率分别提高了140%和4倍. Qi等^[86]通过对2-(乙基氨基)乙醇(EMEA)-NMP-H₂O贫水吸收剂进行小试规模的吸收-解吸试验, 发现其具有与30 wt% MEA溶液等效的吸收效率, 但再生能耗下降约40%~69%.

低共熔溶剂(DES)是由氢键受体(HBA)和氢键供体(HBD)合成的新型离子液体, 因其具有低熔点、经济环保的优势而适用于CO₂捕集^[89]. Zhang等^[90]研究发现氯化胆碱(ChCl)+MEA+PZ组成的DES在30℃时吸

收效率达98%, 其再生能耗较30 wt% MEA降低了17%. 同时, 因DES的强氢键作用, 其在高温下表现出更好的热稳定性和更低的重量损失.

5 总结与展望

再生能耗大是限制胺法大规模应用推广的主要瓶颈之一. 贫水/非水CO₂吸收剂是利用低热容物理溶剂替代胺水溶液吸收剂中的部分/全部水, 有望降低再生过程热能消耗. 与现有混合胺水溶液吸收剂相比, 研发的多数均相贫水/非水CO₂吸收剂具有较低的再生能耗和腐蚀性, 在相同操作工况下其CO₂循环容量增加或降低受物理溶剂类型和水含量等影响; 虽然其在CO₂捕集方面优势明显, 但若进行工业应用推广, 需要解决以下难题. (1) 对于非水CO₂吸

收剂应用于燃煤电厂烟气CO₂捕集过程中, 如何避免烟气中较高水含量引起的吸收剂组成变化, 影响是否长期可控. 同时由于烟气中大量水的存在以及系统运行过程中胺、物理溶剂和水的挥发性不同, 对吸收-解吸循环系统溶液稳定调控的影响, 以及水含量对其捕集性能的影响. 故我们认为在贫水吸收剂更具实用价值和现实意义. (2) 物理溶剂引入对热降解和氧化降解的影响, 以及物理溶剂挥发对环境的影响. (3) 物理溶剂引入降低了溶液中的水含量, 大多数该类吸收剂的吸收速率和CO₂平衡溶解度较其水溶液会降低, 其对吸收设备尺寸和CO₂捕获率的影响.

针对以上难题, 未来应重点解决贫水吸收剂的降解、挥发损失、循环CO₂容量和吸收效率等问题, 为均相贫水/非水吸收剂的应用提供理论支撑.

参考文献

- Holechek JL, Geli HME, Sawalhah MN, Valdez R. *Sustainability*, 2022, 14: 4792
- Gurney KR, Mendoza DL, Zhou Y, Fischer ML, Miller CC, Geethakumar S, de la Rue du Can S. *Environ Sci Technol*, 2009, 43: 5535–5541
- Al-Mamoori A, Krishnamurthy A, Rownaghi AA, Rezaei F. *Energy Tech*, 2017, 5: 834–849
- Geweda AE, Zayed ME, Khan MY, Alquaity ABS. *J Energy Institute*, 2025, 118: 101911
- Sreedhar I, Nahar T, Venugopal A, Srinivas B. *Renew Sustain Energy Rev*, 2017, 76: 1080–1107
- Fang M, Xiang QY, Zhou X, Ma Q, Luo Z. *Energy Procedia*, 2014, 61: 2284–2288
- Wang C, Xie YX, Li WJ, Ren QY, Lv BH, Jing GH, Zhou ZM. *Chem Eng J*, 2023, 473: 145266
- El Hadri N, Quang DV, Goetheer ELV, Abu Zahra MRM. *Appl Energy*, 2017, 185: 1433–1449
- Caplow M. *J Am Chem Soc*, 1968, 90: 6795–6803
- Danckwerts PV. *Chem Eng Sci*, 1979, 34: 443–446
- Chen MJ, Gao HX, Sema T, Xiao M, Sun Q, Liang ZW. *Sep Purif Technol*, 2022, 303: 122202
- Donaldson TL, Nguyen YN. *Ind Eng Chem Fund*, 1980, 19: 260–266
- Hu X, Huang J, He X, Luo Q, Li C, Zhou C, Zhang R. *Fuel*, 2022, 316: 123216
- Puxty G, Rowland R, Allport A, Yang Q, Bown M, Burns R, Maeder M, Attalla M. *Environ Sci Technol*, 2009, 43: 6427–6433
- Liu H, Jiang X, Idem R, Dong S, Tontiwachwuthikul P. *AIChE J*, 2022, 68: e17816
- Gautam A, Mondal MK. *Fuel*, 2023, 334: 126616
- Zhang JW, Gu WB, Zhang FL. *Low-Carbon Chem Chem Eng*, 2023, 48: 96–106 (in Chinese) [张嘉伟, 顾文波, 张富龙. 低碳化学与化工, 2023, 48: 96–106]
- Hong SM, Li T, Xiao M, Sema T, Gao HX, Liang ZW. *Chem Eng J*, 2024, 480: 148079
- Hong SM, Hu X, Zheng ZZ, Xiao M, Gao HX, Liang ZW. *Energy Environ Prot*, 2024, 38: 100–108 (in Chinese) [洪淑敏, 胡兴, 郑壮壮, 肖珉, 高红霞, 梁志武. 能源环境保护, 2024, 38: 100–108]
- Long QH, Wang C, Gong JJ, Cheng SY, Lv BH, Zhou ZM, Jin GH. *Energy Environ Prot*, 2024, 38: 91–99 (in Chinese) [龙青海, 王琛, 龚娟娟, 程思艺, 吕碧洪, 周作明, 荆国华. 能源环境保护, 2024, 38: 91–99]
- Hung YC, Hsieh CM, Machida H, Lin ST, Shimoyama Y. *J Taiwan Inst Chem Eng*, 2022, 131: 104143
- Du J, Yang W, Xu L, Bei L, Lei S, Li W, Liu H, Wang B, Sun L. *Chem Eng J*, 2024, 488: 150954
- Rochelle GT. *Science*, 2009, 325: 1652–1654

- 24 Li YQ, Song H, Zhang YT, Guo Q, Zhang YB, Chen M, Wang LJ, Jin XZ. *Low-Carbon Chem Chem Eng*, 2024, 49: 81–91 (in Chinese) [李亚清, 宋沆, 张玉涛, 郭强, 张园勃, 陈森, 王麟迦, 金新祖. 低碳化学与化工, 2024, 49: 81–91]
- 25 Li K, Leigh W, Feron P, Yu H, Tade M. *Appl Energy*, 2016, 165: 648–659
- 26 Knudsen JN, Andersen J, Jensen JN, Biede O. *Energy Procedia*, 2011, 4: 1558–1565
- 27 Le Moullec Y, Neveux T, Al Azki A, Chikukwa A, Hoff KA. *Int J Greenh Gas Control*, 2014, 31: 96–112
- 28 Crooks JE, Donnellan JP. *J Chem Soc Perkin Trans 2*, 1989, 4: 331
- 29 Da Silva EF, Svendsen HF. *Ind Eng Chem Res*, 2004, 43: 3413–3418
- 30 Xiang JL, Wei D, Mao W, Liu TZ, Luo QL, Huang YQ, Liang Z, Luo X. *Sep Purif Technol*, 2024, 330: 125310
- 31 Chen MJ, Luo QL, Lin HZ, Sun Q, Gao HX, Liu S, Li YY, Liang ZW. *Chem Eng Sci*, 2023, 269: 118431
- 32 Jiang WS, Luo X, Gao HX, Liang ZW, Liu B, Tontiwachwuthikul P, Hu X. *AIChE J*, 2018, 64: 1350–1358
- 33 Shen SF, Bian YY, Zhao Y. *Int J Greenh Gas Control*, 2017, 56: 1–11
- 34 Barzagli F, Di Vaira M, Mani F, Peruzzini M. *ChemSusChem*, 2012, 5: 1724–1731
- 35 Ahmed A, Henni A, Guibadj A, Hadjadj A. *Can J Chem Eng*, 2022, 100: 103–124
- 36 Patil MP, Vaidya PD. *Int J Greenh Gas Control*, 2019, 84: 29–35
- 37 Guo C, Chen SY, Chen SM, Wang GB, Zhang YC. *Modern Chem Ind*, 2014, 34: 107–109 (in Chinese) [郭超, 陈绍云, 陈思铭, 王广博, 张永春. 现代化工, 2014, 34: 107–109]
- 38 Guo H. Research on CO₂ absorption process using organic amine/glycol ether non-aqueous blends (in Chinese). *Dissertation for the Master's Degree*. Shijiazhuang: Hebei University of Science and Technology, 2019 [郭晖. 有机胺/醇醚非水混合体系吸收CO₂过程特性研究. 硕士毕业论文. 石家庄: 河北科技大学, 2019]
- 39 Yu YS, Lu HF, Zhang TT, Zhang ZX, Wang GX, Rudolph V. *Ind Eng Chem Res*, 2013, 52: 12622–12634
- 40 Fu KY, Rongwong W, Liang ZW, Na YQ, Idem R, Tontiwachwuthikul P. *Chem Eng J*, 2015, 260: 11–19
- 41 Chen SM, Chen SY, Zhang YC, Qin L, Guo C, Chen J. *Int J Greenh Gas Control*, 2016, 47: 151–158
- 42 Liu F, Jing GH, Zhou XB, Lv B, Zhou Z. *ACS Sustain Chem Eng*, 2018, 6: 1352–1361
- 43 Guo H, Li CX, Shi XQ, Li H, Shen S. *Appl Energy*, 2019, 239: 725–734
- 44 Hutchinson AJL. Process for treating gases. USA Patent, US2177068A, 1939-10-24
- 45 Tan J, Shao HW, Xu JH, Du L, Luo GS. *Ind Eng Chem Res*, 2011, 50: 3966–3976
- 46 Li J, You CJ, Chen LF, Ye YM, Qi ZW, Sundmacher K. *Ind Eng Chem Res*, 2012, 51: 12081–12088
- 47 Zheng C, Tan J, Wang YJ, Luo GS. *Ind Eng Chem Res*, 2012, 51: 11236–11244
- 48 Kang MK, Jeon SB, Cho JH, Kim JS, Oh KJ. *Int J Greenh Gas Control*, 2017, 63: 281–288
- 49 Yu CH, Wu TW, Tan CS. *Int J Greenh Gas Control*, 2013, 19: 503–509
- 50 Tang W, Liu TX, Gao HX, Wang SF, Zhou M, Yu NB, Liang ZW. *Sep Purif Technol*, 2025, 362: 131912
- 51 Barbarossa V, Barzagli F, Mani F, Lai S, Stoppioni P, Vanga G. *RSC Adv*, 2013, 3: 12349
- 52 Li SX, Fu LJ, Dong ZF, Que LJ, Ma MM, Lv BH, Zhou Z, Jing GH. *Sep Purif Technol*, 2024, 330: 125408
- 53 Bougie F, Pokras D, Fan X. *Int J Greenh Gas Control*, 2019, 86: 34–42
- 54 Shoukat U, Fytianos G, Knuutila HK. Thermal stability and corrosion studies of amines for combined acid gas removal and hydrate control for subsea gas treatment systems. In: *Proceedings of Gas Science and Engineering*. Kobe, 2016. 176–181
- 55 Heldebrandt DJ, Koeck PK, Glezakou VA, Rousseau R, Malhotra D, Cantu DC. *Chem Rev*, 2017, 117: 9594–9624
- 56 Tian W, Ma K, Ji JY, Tang SY, Zhong S, Liu CJ, Yue HR, Liang B. *Ind Eng Chem Res*, 2021, 60: 3871–3880
- 57 Aghel B, Sahraie S, Heidaryan E. *Energy*, 2020, 201: 117618
- 58 Chen MS, Li MJ, Zhang F, Hu XB, Wu YT. *Energy Fuels*, 2022, 36: 4830–4836
- 59 Chen SPX, Han XM, Sun XY, Luo X, Liang ZW. *Chem Eng J*, 2020, 386: 121295
- 60 Wagaarachchige JD, Idris Z, Arstad B, Kummamuru NB, Sætre KAS, Halstensen M, Jens KJ. *Ind Eng Chem Res*, 2022, 61: 5942–5951
- 61 Yang D, Lv M, Chen J. *Chem Commun*, 2019, 55: 12483–12486
- 62 Li JX, Li Y, Li C, Tu R, Xie P, He Y, Shi Y. *Greenh Gases*, 2022, 12: 362–375
- 63 Ma MM, Liu YC, Chen YL, Jing G, Lv B, Zhou ZM, Zhang S. *J CO₂ Util*, 2023, 67: 102277
- 64 Chowdhury FA, Goto K, Yamada H, Matsuzaki Y. *Int J Greenh Gas Control*, 2020, 99: 103081

- 65 Wu Y, Qian J, Jiang Y, Jia S, Xu X, Cui P. *Sep Purif Technol*, 2025, 354: 128819
- 66 Hedayati A, Feyzi F. *ACS Sustain Chem Eng*, 2020, 8: 7909–7920
- 67 Li Y, Gao JZ, Li JX, Li YN, Bernards MT, Tao MN, He Y, Shi Y. *Energy Fuels*, 2020, 34: 11270–11281
- 68 Li R, Hao XD, Wang B, Zhao N, Xu ZY, Zhao WB. *J Mol Liquids*, 2024, 415: 126377
- 69 Fu K, Zheng MZ, Wang HJ, Fu D. *Energy*, 2022, 244: 122656
- 70 Barzagli F, Giorgi C, Mani F, Peruzzini M. *Appl Energy*, 2018, 220: 208–219
- 71 Ping TT, Dong Y, Shen S. *ACS Sustain Chem Eng*, 2020, 8: 18071–18082
- 72 Meng FL, Fu K, Wang XL, Ye B, Zhang P, Wang LM, Fu D. *Energy*, 2024, 304: 132090
- 73 Lu GC, Yue ZY, Deng YN, Xue Y, Huang Y, Zhang XL, Chen XF, Fan X. *Chem Eng J*, 2024, 496: 154085
- 74 Wagaarachchige JD, Idris Z, Arstad B, Kummamuru NB, Sætre KAS, Halstensen M, Jens KJ. *Ind Eng Chem Res*, 2022, 61: 5942–5951
- 75 Yin X, Dong Y, Ping TT, Shen S. *J Chem Eng Data*, 2021, 66: 3543–3556
- 76 Comelli F, Francesconi R, Bigi A, Rubini K. *J Chem Eng Data*, 2006, 51: 665–670
- 77 Karlsson HK, Makhool H, Karlsson M, Svensson H. *Sep Purif Technol*, 2021, 256: 117789
- 78 Yin X, Shen SF. *Energy*, 2023, 281: 128352
- 79 Meng FL, Fu K, Wang XL, Wang YX, Wang LM, Fu D. *Energy*, 2024, 286: 129631
- 80 Yang J, Yu X, An L, Tu ST, Yan J. *Appl Energy*, 2017, 194: 9–18
- 81 Hedayati A, Feyzi F. *J Mol Liquids*, 2020, 306: 112938
- 82 Hedayati A, Feyzi F. *ACS Sustain Chem Eng*, 2020, 8: 7909–7920
- 83 Lv B, Yang KX, Zhou XB, Zhou ZM, Jing GH. *Appl Energy*, 2020, 264: 114703
- 84 Karlsson HK, Sanku MG, Svensson H. *Int J Greenh Gas Control*, 2020, 95: 102952
- 85 Xu YJ, Yang Q, Puxty G, Yu H, Conway W, Fang MX, Wang T, Mulder RJ. *Ind Eng Chem Res*, 2022, 61: 12493–12503
- 86 Qi ZF, Liu F, Ding HR, Fang MX. *Fuel*, 2023, 350: 128726
- 87 Zhou CY, Zhang C, Zhang T, Zhang JF, Ma PF, Yu YS, Zhang ZX, Wang GGX. *Appl Energy*, 2023, 332: 120570
- 88 Yang J, Yu XH, Yan JY, Tu ST. *Ind Eng Chem Res*, 2014, 53: 2790–2799
- 89 Smith EL, Abbott AP, Ryder KS. *Chem Rev*, 2014, 114: 11060–11082
- 90 Zhang YQ, Zhu CY, Fu TT, Gao XQ, Ma YG, Li HZ. *Sep Purif Technol*, 2024, 330: 125275

Research progress on amine-based water-lean/non-aqueous absorbents for CO₂ capture

Hongxia Gao, Xinyi Chen, Long Tang, Ningbo Yu, Zhiwu Liang*

Hunan Provincial Key Laboratory of Low-Carbon and Efficient Utilization of Fossil Energy, International Center for CO₂ Capture and Storage (iCCS), College of Chemistry and Chemical Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China

**Corresponding author (email: zwliang@hnu.edu.cn)*

Abstract: Achieving the “carbon neutrality” goal hinges critically on controlling CO₂ emissions from low-concentration flue gases in major industries such as coal-fired power plants, steel, and cement. Among the available CO₂ capture technologies, amine-based methods are currently regarded as one of the most promising for industrial-scale applications. However, the high energy consumption associated with the regeneration process and high operating cost has significantly hindered their widespread adoption and promotion. To address this challenge, homogeneous water-lean/non-aqueous absorbents have been developed. These absorbents replace part or all of the water in traditional amine solutions with low-heat-capacity physical solvents. This innovation allows for direct integration into existing absorption-desorption systems without the need for costly modifications. Moreover, water-lean/non-aqueous absorbents offer distinct advantages in terms of reduced energy consumption and lower corrosiveness compared to conventional amine-based solutions. This review provides a comprehensive overview of the research progress on water-poor/non-aqueous absorbents, focusing on key aspects such as the capture process, reaction mechanisms, absorbent types, physical properties, and overall capture performance. Finally, by considering the practical requirements of CO₂ capture applications, the review identifies the critical challenges that need to be resolved for existing water-poor/non-aqueous absorbents and outlines clear directions for future research.

Keywords: CO₂ capture, amine, physical solvents, water-lean/non-aqueous absorbents, absorption-desorption

doi: [10.1360/SSC-2025-0058](https://doi.org/10.1360/SSC-2025-0058)