

مروری بر نقش واحدهای جذب، ذخیره‌سازی و استفاده از کربن (CCS، CCU و CCUS) در گذار از هیدروژن خاکستری به هیدروژن آبی

میلاذ پیرهادی^۱، سبحان حرفت^۲، محسن مظلوم فارسی‌باف^۲، مجید زندی^۴، علی وطنی^۵

۱. دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه انرژی‌های تجدیدپذیر، مرکز پژوهشی انرژی، دانشکده انرژی، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

۲. دانشجوی دکتری، گروه انرژی‌های تجدیدپذیر، مرکز پژوهشی انرژی، دانشکده انرژی، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

۳. مدیریت پژوهش و فناوری، شرکت ملی گاز ایران، تهران، ایران

۴. دانشیار، گروه انرژی‌های تجدیدپذیر، مرکز پژوهشی انرژی، دانشکده انرژی، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

۵. استاد، انستیتو گاز طبیعی مایع (I-LNG)، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکدگان فنی دانشگاه تهران، تهران، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: m_zandi@sbu.ac.ir

مقاله‌ی مروری

صفحه ۵۰ - ۷۲

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۲/۱۷

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۱۲/۰۸

چکیده

امروزه در چشم‌انداز انرژی جهانی، هیدروژن به‌عنوان یکی از منابع نوین و پاک انرژی، جایگزینی مناسب برای سوخت‌های فسیلی سنتی محسوب می‌شود. در این میان، هیدروژن آبی به‌عنوان یکی از انواع کلیدی هیدروژن، نقشی محوری در گذار به سامانه‌های انرژی کم‌کربن ایفا می‌کند. برخلاف هیدروژن خاکستری که حاصل فرآیند اصلاح بخار متان از گاز طبیعی و همراه با انتشار قابل توجه دی‌اکسید کربن است، هیدروژن آبی با بهره‌گیری از فناوری‌های جذب، استفاده و ذخیره‌سازی کربن (CCS، CCU و CCUS) امکان مهار دی‌اکسید کربن تولیدی را فراهم می‌سازد. این تفاوت اساسی، تبدیل هیدروژن خاکستری به آبی را به راهکاری مؤثر در جهت کاهش آثار زیست‌محیطی و کنترل انتشار گازهای گلخانه‌ای تبدیل کرده است. در این مقاله، فرآیندهای رایج تولید هیدروژن خاکستری مانند اصلاح بخار متان، اصلاح حرارتی خودکار و واکنش جابجایی آب-گاز از منظر عملکرد، شرایط عملیاتی و نوع کاتالیست بررسی شده‌اند. همچنین فناوری‌های جذب CO_2 در سه سطح پس از احتراق، پیش از احتراق و احتراق اکسیژنی، به‌همراه روش‌های ذخیره‌سازی و کاربردهای صنعتی آن مرور گردیده است. مطالعات موردی پروژه‌های بین‌المللی نیز برای ارزیابی کارایی CCUS در تولید هیدروژن آبی ارائه شده‌اند. در نهایت، با توجه به امکان‌سنجی فنی، مقیاس‌پذیری و سرمایه‌گذاری زیرساختی، هیدروژن آبی به‌عنوان گزینه‌ای مؤثر در کاهش کربن و تأمین پایدار انرژی شناخته می‌شود.

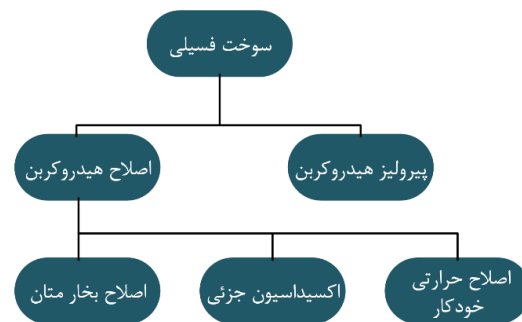
کلید واژه‌ها: اصلاح بخار متان، فناوری جذب و ذخیره‌سازی کربن (CCS)، سامانه‌های جذب، استفاده و ذخیره‌سازی کربن (CCUS)، سامانه‌های جذب، استفاده و بدون ذخیره کربن (CCU)، هیدروژن خاکستری، هیدروژن آبی



۱. مقدمه

امروزه در دنیا هیدروژن به صورت تجاری تولید می‌شود. این ماده به‌عنوان یک عنصر، منبع اولیه انرژی یا خوراک قابل‌استفاده در صنایع شیمیایی، پتروشیمیایی و پالایشگاه‌ها، تولید فولاد، تولید گرما و برق و صنایع حمل‌ونقل است. تولید فعلی جهانی هیدروژن حدود ۷۵ میلیون تن در سال به‌عنوان هیدروژن خالص و ۴۵ میلیون تن در سال به‌عنوان بخش ترکیبی از گازهای دیگر است [۱].

هیدروژن را می‌توان از منابع متنوعی تولید کرد. نوعی از تقسیم‌بندی روش‌های تولید هیدروژن از سوخت فسیلی در (شکل ۱) نشان داده شده است. همچنین شکاف پژوهشی موجود در عدم وجود یک چارچوب جامع برای مقایسه فنی و اقتصادی فناوری‌های CCS، CCU و CCUS در تولید هیدروژن آبی، به‌ویژه در کشورهای غنی از گاز طبیعی مانند ایران، از اهداف اصلی این پژوهش است.



شکل ۱: روش تولید هیدروژن از سوخت فسیلی [۲]

امروزه استفاده از گاز طبیعی، رایج‌ترین ماده اولیه برای تولید هیدروژن است که ۴۸ درصد از تولید هیدروژن جهانی را تشکیل می‌دهد. هیدروژن خاکستری از گاز طبیعی بدون افزودن، استفاده یا ذخیره‌سازی کربن به‌دست می‌آید [۳]. تکنیک‌های رایج و به‌صرفه تولید هیدروژن با قیمت پایین، استفاده از فرآیند اصلاح بخار گاز طبیعی (SMR)^۱ یا اصلاح حرارتی خودکار (ATR)^۲ و با استفاده از گاز طبیعی به‌عنوان خوراک است. در این روش‌ها، آب گرم می‌شود و گاز طبیعی از قبل برای تولید هیدروژن خاکستری تصفیه می‌شود.

در تولید هیدروژن خاکستری و در صورت حذف

آلاینده‌های دی‌اکسید کربن، با استفاده از فرآیند جذب و ذخیره‌سازی کربن و یا استفاده مجدد از کربن، هیدروژن تولیدی با نام هیدروژن آبی نامیده می‌شود. در سال‌های اخیر، هیدروژن آبی به‌عنوان راه‌حلی نوین برای کاهش انتشار کربن در بخش انرژی توجه‌ها را به خود جلب کرده است. با افزایش تقاضا برای منابع انرژی پاک و تجدیدپذیر، هیدروژن آبی به دلیل ردپای کربنی کم‌تر در مقایسه با سوخت‌های فسیلی، به‌عنوان یکی از گزینه‌های مهم مطرح شده است. یکی از مزایای اصلی هیدروژن آبی، سازگاری آن با زیرساخت‌های موجود تولید و توزیع گاز طبیعی است. این موضوع، امکان گذار از سوخت‌های فسیلی به هیدروژن را بدون نیاز به تغییری عمده در زیرساخت‌ها فراهم می‌کند. علاوه بر این، تولید هیدروژن آبی را می‌توان به‌راحتی برای پاسخ‌گویی به تقاضای روزافزون انرژی پاک افزایش داد. فناوری موردنیاز برای جذب، استفاده و ذخیره‌سازی کربن، هزینه اولیه تولید هیدروژن آبی را در مقایسه با هیدروژن خاکستری افزایش می‌دهد. این امر می‌تواند مانع از پذیرش گسترده آن در کوتاه‌مدت شود. با پیشرفت فناوری، مشوق‌های دولتی و ارزشمند شدن کربن در اقتصاد جهانی، انتظار می‌رود هزینه‌های تولید آن در طول زمان کاهش یابد. نگرانی دیگر در مورد هیدروژن آبی، آینده کربن ذخیره‌شده است. در فناوری CCS^۲، انتشار کربن جذب و ذخیره می‌شود، اما هنوز در مورد ذخیره‌سازی بلندمدت و استفاده آن ابهام‌هایی وجود دارد. واحدهای CCUS^۴ واحدهای کامل‌کننده فناوری CCS هستند که علاوه بر ذخیره‌سازی و جذب کربن بر استفاده آن نیز تمرکز دارد. این واحدها از CO₂ جذب شده برای کاربردهای دیگر استفاده می‌کنند. بهبود فناوری‌های موجود و نوآوری‌های پیشرو می‌تواند هزینه‌ها را کاهش دهد و استقرار واحدهای CCUS^۵ (همراه ذخیره‌سازی) یا CCU (بدون ذخیره‌سازی) را در کاربردهای جدید امکان‌پذیر سازد. پژوهش‌های زیادی برای اطمینان از استفاده ایمن و پایدار از فناوری CCS (ذخیره‌سازی و بدون استفاده از کربن)، CCUS و CCU (استفاده از کربن و با ذخیره‌سازی و بدون ذخیره‌سازی) در تولید هیدروژن آبی و مقایسه با هیدروژن خاکستری (شکل ۲) برای دستیابی به اهداف انتشار صفر خالص در حال انجام است [۴].

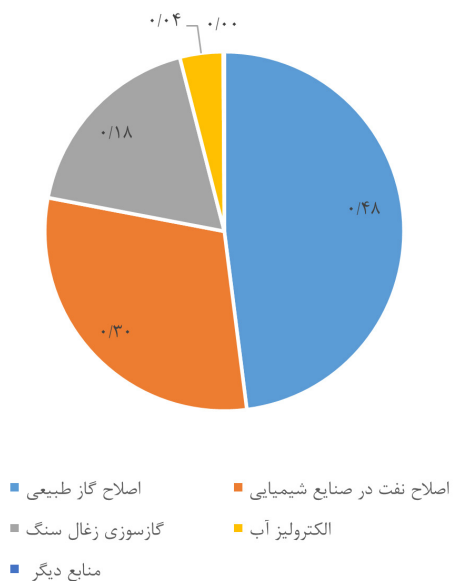
1. Steam Methane Reforming
2. Auto Thermal Reforming
3. Carbon Capture Storage
4. Carbon Capture Utilisation and Storage
5. Carbon Capture Utilisation



شکل ۴: انتشار سالانه CO₂ ناشی از فرآیندهای مربوط به صنعت و انرژی از سال ۱۹۰۰ تا ۲۰۲۳ میلادی [۶]

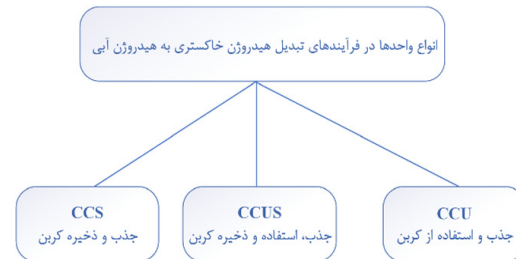
۲. هیدروژن خاکستری

امروزه سهم تولید H₂ در مقیاس صنعتی، شامل ۴۸ درصد از اصلاح گاز طبیعی، ۳۰ درصد از اصلاح نفت در پالایشگاه‌ها یا صنایع شیمیایی، ۱۸ درصد از گازسوزی زغال‌سنگ، ۳/۹ درصد از الکترولیز آب و ۰/۱ درصد از منابع دیگر است [۷]. در (شکل ۵) سهم تولید هیدروژن در مقیاس صنعتی نشان داده شده است.



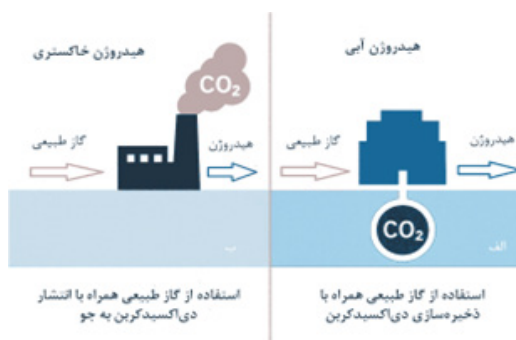
شکل ۵: سهم تولید هیدروژن در مقیاس صنعتی [۷]

در سال ۲۰۲۰ میلادی، حدود ۸۰ درصد از ۹۰ میلیون تن هیدروژن مصرفی با استفاده مستقیم از سوخت‌های فسیلی تولید شده است. در روش‌های غیرمستقیم دیگر، تولید هیدروژن از گازهای باقیمانده پالایشگاه‌ها و صنایع پتروشیمی استفاده می‌شود، امروزه و در مجموع حدود ۹۰۰ میلیون تن دی‌اکسید کربن در طول فرآیند تولید هیدروژن منتشر می‌شود [۸].



شکل ۲: انواع واحدها در فرآیندهای تبدیل هیدروژن خاکستری به هیدروژن آبی

اگرچه این فناوری‌ها می‌تواند به‌طور قابل توجهی انتشار کربن را از بخش انرژی کاهش دهد، اما به دلیل وابستگی به گاز طبیعی، این امکان وجود دارد که به افزایش انتشار گازهای گلخانه‌ای کمک کند. در مقایسه با هیدروژن خاکستری، تولید هیدروژن آبی پتانسیل ایفای نقشی مهم در تأمین منابع انرژی پایدار و حفظ امنیت زیست‌محیطی را دارد. ردپای کربنی کم‌تر و سازگاری با زیرساخت‌های موجود، این فناوری را به گزینه‌ای مهم برای کاهش انتشار آلاینده‌ها در بخش انرژی تبدیل می‌کند. با این حال، پیشرفت‌های بیشتر در فناوری، کاهش هزینه‌ها و اطمینان از ذخیره‌سازی ایمن کربن، برای تحقق کامل این پتانسیل ضروری هستند. (شکل ۳) فرآیند تولید هیدروژن آبی از هیدروژن خاکستری را به‌طور شماتیک نشان می‌دهد.



شکل ۳: شماتیک فرآیند تولید هیدروژن آبی (الف) و هیدروژن خاکستری (ب) از گاز طبیعی. در روش آبی، گازهای گلخانه‌ای حاصل جذب شده و در مخازن زیرزمینی ذخیره می‌گردند در حالی که در روش خاکستری، CO₂ مستقیماً به جو وارد می‌شود [۵]

در سال‌های اخیر، انتشار CO₂ از سوخت‌های فسیلی به‌شدت افزایش یافته که در (شکل ۴) قابل مشاهده است [۶].

تولید هیدروژن خاکستری از متان با استفاده از اصلاح بخار متان، دارای ردپای کربنی معادل ۱۰ کیلوگرم CO_2 بر کیلوگرم H_2 است [۹]. مراحل تولید هیدروژن خاکستری شامل این مراحل می‌باشد:

۱. تصفیه هیدروژن برای حذف گوگرد

۲. واکنش گاز طبیعی با بخار در یک اصلاح‌کننده اولیه در فشار ۳۰ بار و دمای ۵۰۰ تا ۹۰۰ درجه سانتی‌گراد

۳. واکنش گاز طبیعی در یک اصلاح‌کننده ثانویه با افزودن هوای فشرده گرم

۴. جابه‌جایی گاز - آب (WGS) در دمای بالا در یک راکتور با دمای ۳۸۰ تا ۴۶۰ درجه سانتی‌گراد

۵. شیفت گاز - آب در دمای پایین در یک راکتور با دمای ۲۱۰ تا ۲۷۰ درجه سانتی‌گراد

۶. تصفیه هیدروژن در واحد که هیدروژن خالص را با فشار ۲۶ بار بازیابی می‌کند [۱۰].

۱-۲. فرآیند اصلاح بخار متان (SMR)

طبق بررسی‌های صورت گرفته در سطح جهانی، به‌طور نسبی ۷۵ درصد از کل هیدروژن‌های تولید شده از فناوری SMR تأمین می‌شود. فرآیند اصلاح بخار متان (SMR) یک فرآیند صنعتی برای تولید هیدروژن از منبع گاز طبیعی یا گاز متان از منابع دیگر است. این فرآیند، در شرایط بخار با دمای بالا (۱۰۰۰-۷۰۰ درجه سانتی‌گراد) و در محدوده فشار ۳ الی ۲۵ بار است. در این فرآیند علاوه بر هیدروژن، مونوکسید کربن (CO) و مقدار کمی از دی‌اکسید کربن (CO_2) نیز به‌دست می‌آید. فرآیند اصلاح بخار متان را می‌توان به‌عنوان یک فرآیند کاتالیزوری نیز در نظر گرفت که تجزیه متان به هیدروژن و کربن را تسریع می‌کند [۱۱].

مراحل اصلی فرآیند SMR عبارت‌اند از:

۱. تهیه گرمايش: در این مرحله، گاز طبیعی قبل از ورود به راکتور اصلاح بخار، پیش‌گرم می‌شود.

۲. اصلاح بخار: در مرحله بعدی، گاز طبیعی با بخار آب در دمای بالا و در حضور کاتالیزور واکنش می‌دهد تا گاز سنتز^۱ تولید کند.

۳. واکنش‌های تعادل گاز - آب: گاز سنتز حاصل از مرحله قبل، شامل مخلوطی از هیدروژن و مونوکسید کربن (CO) است. در مرحله سوم، نسبت H_2 به CO با استفاده از واکنش‌های تعادل آب - گاز تنظیم می‌شود.

۴. تصفیه: گاز سنتز پس از تنظیم در مرحله قبل، تصفیه می‌شود تا ناخالصی‌هایی مانند گوگرد و سولفید هیدروژن از آن جدا گردد.

۵. ذخیره‌سازی کربن: در گام پنجم، دی‌اکسید کربن (CO_2) تولید شده در فرآیند، جداسازی و ذخیره‌سازی می‌شود تا علاوه بر تولید ثروت، از انتشار آن به محیط‌زیست نیز جلوگیری شود.

۶. فشرده‌سازی هیدروژن: در آخرین مرحله، هیدروژن تصفیه، سپس فشرده شده و برای استفاده در کاربردهای مختلف ذخیره می‌شود.

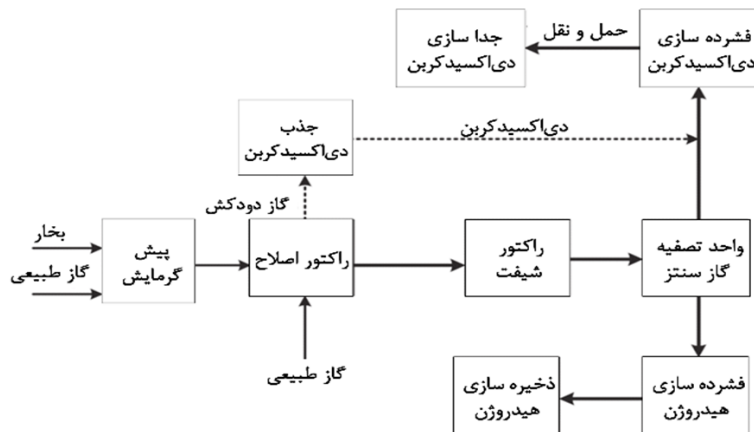
SMR به‌عنوان یک گزینه مناسب برای برآوردن تقاضای فزاینده برای هیدروژن بوده که به‌دلیل توانایی آن برای تولید انبوه هیدروژن و بلوغ فناوری همراه واحدهای CCU و CCUS رویکردی امیدوارکننده برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای (GHG) و کاهش مصرف منابع فسیلی است. هیدروژن به‌دلیل ویژگی‌های ذاتی خود به‌عنوان یک حامل انرژی و یا ذخیره‌سازی انرژی نیز مورد توجه قرار گرفته است [۱۲].

برای توسعه یک فرآیند SMR کارآمد، کم‌هزینه و پایدار، پژوهش‌ها بر روش‌های جایگزین و ارتقاء یافته برای تبدیل متان شامل اصلاح خشک با دی‌اکسید کربن (DMR)، اکسیداسیون جزئی با O_2 ، اصلاح حرارتی خودکار با H_2O و O_2 گسترش یافتند [۱۳].

در یک فرآیند SMR کاتالیزورهای تک فلزی، نجیب دو فلزی و فلزهای غیرنجیب قابل استفاده است. در (شکل ۶) نمودار یک فرآیند SMR با جذب و ذخیره کربن نشان داده شده است [۱۳].

1. Syngas





شکل ۶: نمودار یک فرآیند SMR با جذب و ذخیره کربن (SMR-CCS) [۱۳]

یکی از مهم‌ترین واکنش‌ها برای تولید هیدروژن است. هیدروکربن‌ها با استفاده از فرآیندهای تغییر شکل در حضور کاتالیست مناسب به عناصری دیگر از جمله هیدروژن قابل شکسته شدن هستند. واکنش گرماگیر جابه‌جایی گاز - آب (WGSR) نقشی اساسی در تنظیم مقدار هیدروژن و مونوکسید کربن (CO) در این گونه فرآیندها ایفا می‌کند. در این نوع واکنش، آب با CO واکنش داده و هیدروژن و دی‌اکسید کربن تولید می‌کند ($CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$). در این واکنش، می‌توان با جداسازی CO_2 ، هیدروژن خالص به‌دست آورد.

واکنش WGSR به‌طور مستقیم یا غیرمستقیم در صنایع مختلف مانند تولید آمونیاک، پالایشگاه‌های نفت و پیل‌های سوختی برای تولید برق و حمل‌ونقل نیز کاربرد دارد. گرماگیر بودن این واکنش، آن را از نظر ترمودینامیکی در دماهای پایین مناسب می‌سازد. از آنجا که WGSR یک واکنش گرماگیر با محدودیت تعادلی است، هیدروژن بیش‌تری در دما و سرعت پایین‌تر تولید می‌شود [۱۴].

دو مکانیسم احیا ردوکس^۷ و مکانیسم لانگمویر-هینشلوود^۸ برجسته برای واکنش WGSR وجود دارد. واکنش WGSR در دماهای بالا از مکانیسم ردوکس پیروی می‌کند. در این مکانیسم، مولکول CO روی سطح کاتالیست جذب شده و یک اکسیژن را از بستر اکسید فلزی جدا می‌کند تا دی‌اکسید کربن تشکیل دهد. از دست دادن اکسیژن از اکسید فلز، جای خالی اکسیژنی

۲-۲. توصیف‌کننده‌های رابطه‌ساختار-فعالیت کاتالیزور

هر دو واکنش SMR و DRM به ساختار کاتالیزور مورد استفاده حساس هستند. اتم‌ها با محیط‌های شیمیایی مختلف در نانوذرات فلزی ساختار کاتالیست، فعالیت‌های متمایزی دارند؛ بنابراین، مطالعه روی این حساسیت ساختاری و درک مکانیزم مرتبط، فرصت‌هایی را برای طراحی کاتالیست‌های کارآمد و پایدار فراهم می‌کند [۱۳].

۲-۳. اثر نوع فلز

از بین کاتالیزورهای مورد استفاده در SMR، کاتالیست بر پایه فلزهای نجیب یکی از انواع مهم کاتالیست‌ها است. از بین کاتالیزورهای فلزی، کاتالیزورهای بر پایه نیکل، مشکل‌های زیادی ناشی از تشکیل، انتشار و انحلال کربن در فلزهای نیکل را دارند. از بین فلزهای نجیب مانند رتنیوم^۱، رودیوم^۲، پالادیوم^۳، ایریدیوم^۴ و پلاتین^۵ برای ساخت کاتالیزورهای فلزی، رتنیوم و رودیوم فعالیت‌های اصلاحی بالا و نرخ تشکیل کربن پایین را دارند [۱۳].

در بین کاتالیزورهای فلزی، کاتالیزورهای مبتنی بر نیکل، به دلیل هزینه پایین و کارایی مناسب متداول‌ترین کاتالیزورهای فرآیند SMR در مقیاس صنعتی هستند [۱۳].

۲-۴. واکنش جابه‌جایی گاز-آب (WGSR)

واکنش جابه‌جایی گاز - آب (WGSR)^۶ یک واکنش میانی در فرآیندهای اصلاح هیدروکربن‌ها است. این واکنش،

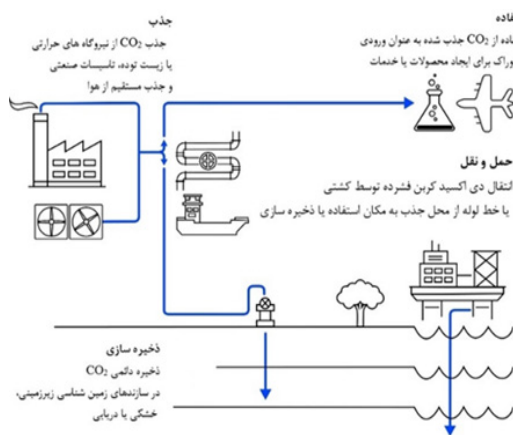
1. Ru
2. Rh
3. Pd
4. Ir
5. Pt
6. Water Gas Shift Reaction
7. Redox
8. Langmuir-Hinshelwood

جدول ۱: برخی از پژوهش‌های مرتبط در زمینه هیدروژن

مرجع	آبی	خاکستری	نوع هیدروژن
[۱۹]	3/9-47/3 KgCO ₂ eq.KgH ₂	79/23-7/10 KgCO ₂ eq.KgH ₂	میزان انتشار کربن
[۲۰]	55/2-66/1 \$ per Kg H ₂	12/2-22/1 \$ per Kg H ₂	هزینه
[۲۱]	به دلیل استفاده از فناوری جذب کربن (تا ۸۵٪) درصد راندمان حرارتی	به دلیل عدم وجود فناوری جذب کربن پایین است	بازده

۴. واحدهای جذب، استفاده و ذخیره کربن (CCUS)

ذخیره و استفاده از کربن جذب شده (CCUS) به مجموعه‌ای از فناوری‌ها اطلاق می‌شود که می‌توانند نقش متنوعی در تحقق اهداف جهانی انرژی و آب‌وهوا داشته باشند. این فناوری شامل جذب CO₂ از منابع نقطه‌ای بزرگ، مانند تولید برق یا تأسیسات صنعتی است که از سوخت‌های فسیلی یا زیست‌توده استفاده می‌کنند، دی‌اکسید کربن هم‌چنین می‌تواند به‌طور مستقیم از جو گرفته شود، دی‌اکسید کربن جذب‌شده توسط خط لوله، کشتی، راه‌آهن یا کامیون حمل می‌شود تا در طیف وسیعی از کاربردها مورد استفاده قرار گیرد، یا به سازند زمین‌شناسی عمیق (از جمله مخازن نفت و گاز یا سفره‌های آب‌نمک تخلیه‌شده) تزریق شود. در شکل ۸ نمونه‌ای از فرآیند CCUS نمایش داده شده است [۲۲].



شکل ۸: ساختار یک فرآیند CCUS [۲۲]

۴-۱. معرفی فناوری‌های جذب کربن

در این بخش، انواع فناوری‌های جذب کربن معرفی می‌شود. مرحله اول شامل بررسی روش‌های جذب گاز دی‌اکسید کربن، حمل‌ونقل و در نهایت شیوه‌های ذخیره‌سازی است.

ایجاد می‌کند که با شکستن یک مولکول آب برای تولید هیدروژن و اکسیژن پر می‌شود. درحالی‌که اتم اکسیژن توسط اکسید فلز با کمبود اکسیژن جذب می‌کند، اتم‌های هیدروژن باهم ترکیب شده و به‌صورت گاز هیدروژن خارج می‌شوند [۱۵].

۲-۵. کاتالیست‌ها در واکنش تبدیل گاز آبی در دمای پایین

به علت نقش محوری کاتالیست در تسریع واکنش، انتخاب مناسب آن برای تسهیل واکنش WGSR در تولید هیدروژن و در مقیاس وسیع بسیار مهم است.

یک کاتالیست خوب، جذب واکنش‌دهنده‌ها روی سطح خود و واکنش آن‌ها را تسهیل می‌کند. دستیابی به برهم‌کنش بهینه بین مولکول‌های گازی و سطح کاتالیزگر در این نوع واکنش، ضروری است. برهم‌کنش قوی نیز می‌تواند در مواردی به غیرفعال شدن کاتالیزگر شود؛ زیرا مولکول‌های جذب‌شده به‌شدت به سطح کاتالیست وصل می‌شوند. این اتفاق منجر به مسمومیت کاتالیست می‌گردد [۱۴].

۳. فناوری جذب و ذخیره‌سازی کربن (CCS)

واحد CCS در جذب CO₂ تولید شده توسط بخش‌های بزرگ صنعتی، گاز دی‌اکسید کربن را توسط روش‌های شیمیایی یا فیزیکی از دیگر گازها جدا می‌شود. واحد CCS در فرآیند SMR اثر مثبتی در کاهش انتشار CO₂ دارد و این گاز را از دودکش با نرخ بین ۸۰ درصد تا ۸۲ درصد جذب می‌کند [۱۶]. سپس گاز CO₂ جمع‌آوری‌شده و در مرحله بعدی با استفاده از خطوط لوله‌کشی یا سیلندرهایی که گاز را به‌صورت فشرده ذخیره و برای ذخیره‌سازی به مناطق هدف منتقل می‌شود [۱۷]. در (شکل ۷) ساختار یک فرآیند جذب و ذخیره‌سازی کربن به‌صورت شماتیک نشان داده شده است. هم‌چنین در (جدول ۱) برخی از پارامترهای مؤثر برای مقایسه بین هیدروژن خاکستری و آبی نشان داده شده است.



شکل ۷: ساختار نوعی از واحدهای CCS در فرآیند تولید

هیدروژن آبی به‌صورت شماتیک [۱۸]



۴-۱-۱. روش‌های جذب گاز دی‌اکسید کربن

با توجه به احتراق سوخت‌های فسیلی، روش‌های گوناگونی برای جذب دی‌اکسید کربن از منبع تولید این گاز وجود دارد، روش‌های جذب دی‌اکسید کربن که در (شکل ۸) نشان داده شده است، عبارت‌اند از:

الف) فناوری جداسازی دی‌اکسید کربن پس از احتراق

فناوری جذب دی‌اکسید کربن پس از احتراق، یکی از راهکارهای کلیدی کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای خروجی از نیروگاه‌های سوخت فسیلی است. این روش مبتنی بر جداسازی گاز CO_2 از گازهای دودکش پس از فرآیند احتراق بوده و با قابلیت نصب روی نیروگاه‌های موجود بدون نیاز به تغییر اساسی، گزینه‌ای ایده‌آل برای ارتقای سامانه‌های فعلی محسوب می‌شود. جذب شیمیایی با آمین‌ها یکی از پرکاربردترین روش‌های موجود است. در این زمینه، حلال‌هایی مانند مونواتانول آمین (MEA)^۱ و پیپرازین (PZ)^۲ بیش‌ترین کاربرد را دارند. اگرچه MEA اثربخشی بالایی دارد، اما به دلیل مصرف انرژی زیاد، امروزه ترکیب‌هایی مانند متیل‌دی‌تانول آمین-پیپرازین^۳ که هم از نظر انرژی کارآمدتر و هم از لحاظ اقتصادی مقرون‌به‌صرفه‌تر هستند، جایگزین آن شده‌اند [۲۳]. در حوزه جذب فیزیکی، کربن فعال با سطح ویژه بالا و بافت متخلخل، جایگزینی مناسب برای روش‌های مبتنی بر آمین است. این ماده با مصرف انرژی کم‌تر و قابلیت استفاده در پیکربندی‌های ترکیبی، گزینه‌ای ایده‌آل برای بهبود بازده فرآیند محسوب می‌شود [۲۴].

در حوزه فناوری‌های جذب CO_2 ، غشاها با مزایای منحصربه‌فردی از جمله صرفه‌جویی در هزینه‌های عملیاتی و قابلیت توسعه در مقیاس‌های وسیع، از جایگاه ویژه‌ای برخوردارند. روش تقطیر سرمایشی (کریوژنیک) با بهره‌گیری از سرمایش عمیق گازهای خروجی، یکی از راهکارهای کلیدی جداسازی CO_2 بوده که با چالش مصرف انرژی بالا روبرو است. در عرصه فناوری‌های نوین، فرآیندهای الکتروشیمیایی در محیط آزمایشگاهی به راندمان قابل توجه حذف ۹۸ درصد رسیده و در مرحله توسعه صنعتی قرار دارند [۲۵].

در میان روش‌های متعارف، جذب شیمیایی با آمین‌ها به‌عنوان فناوری بالغ و آماده بهره‌برداری در نیروگاه‌های موجود شناخته می‌شود. با این وجود، موانعی چون نیاز به انرژی فرآیند بازیافت حلال‌ها و هزینه‌های سنگین سرمایه‌گذاری اولیه و عملیاتی، گسترش این فناوری‌ها را با محدودیت مواجه ساخته است. برای غلبه بر این چالش‌ها، پژوهش‌های جدید بر بهینه‌سازی ترکیب‌های حلالی باهدف کاهش مصرف انرژی و هزینه‌ها تمرکز یافته‌اند. ظهور سامانه‌های ترکیبی (هیبریدی) که نقاط قوت روش‌های مختلف را تلفیق می‌کنند، نویدبخش دستیابی به بازدهی بالاتر است [۲۶]. هم‌اکنون مرحله مهم آزمایش‌های عملی در مقیاس نیمه‌صنعتی و صنعتی برای سنجش کارایی این فناوری‌ها در شرایط واقعی در جریان است. در نهایت، جذب CO_2 پس از احتراق به‌عنوان فناوری امیدبخش در کاهش اثر تغییر اقلیمی در نظر گرفته شده است [۲۷]. در حالی که جذب شیمیایی همچنان پرکاربردترین روش است، پژوهش‌ها درباره حلال‌های پیشرفته، سامانه‌های هیبریدی و روش‌های نوین باهدف رفع چالش‌های مصرف انرژی و هزینه در حال انجام است. انتظار می‌رود این تلاش‌ها مسیر را برای راه‌حلی مؤثرتر و مقرون‌به‌صرفه‌تر هموار کنند [۲۸].

ب) فناوری جداسازی دی‌اکسید کربن پیش از احتراق

فناوری جذب دی‌اکسید کربن پیش از احتراق که برای جداسازی CO_2 از سوخت پیش از فرآیند احتراق طراحی شده، عمدتاً در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی همراه با گازی‌سازی یکپارچه (IGCC)^۴ مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این روش، سوخت‌هایی مانند زغال‌سنگ یا گاز طبیعی ابتدا طی فرآیند گازی‌سازی یا اصلاح بخار متان به گاز سنتز (مخلوطی از هیدروژن و مونوکسید کربن) تبدیل شده و سپس در واکنش شیفت گاز - آب، مونوکسید کربن و بخار آب به دی‌اکسید کربن و هیدروژن تبدیل می‌شوند. برای جداسازی CO_2 ، فناوری‌هایی مانند SEWGS^۵ (ترکیب یکپارچه واکنش شیفت و جذب جهت افزایش کارایی و کاهش مصرف انرژی)، غشاهای پالادیومی (با قابلیت عبور انتخابی هیدروژن و جداسازی CO_2) و حلال‌های فیزیکی و شیمیایی نظیر اترهای دی‌متیل پلی‌اتیلن گلیکول به کار

1. Monoethanolamine
2. Piperazine
3. Methyldiethanolamine-Piperazine (MDEA-PZ)
4. Integrated Gasification Combined Cycle
5. Sorption-Enhanced Water-Gas Shift

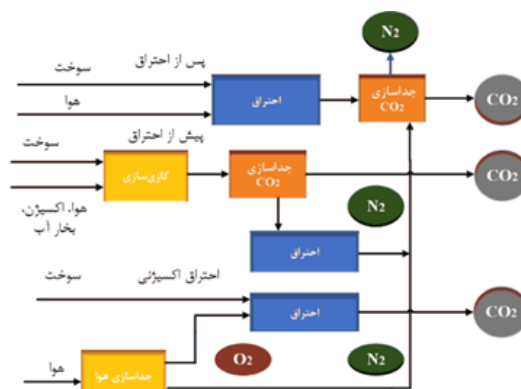
می‌روند که از نظر مصرف انرژی مزایای قابل توجهی دارند [۲۹]. مزیت عمده این روش، کارایی بالاتر آن نسبت به جذب پس از احتراق به دلیل مواجهه با جریان‌های غلیظتر CO_2 است. هم‌چنین، به‌کارگیری فناوری‌هایی مانند SEWGS و غشاهای پالادیومی، کاهش مصرف انرژی به ازای هر واحد CO_2 جذب‌شده و تولید هیدروژن پاک را در پی دارد [۳۰]. با این حال، چالش‌هایی نظیر نیاز به انجام فرآیند اصلاح بخار متان در فشار بالا که طراحی و هزینه‌ها را پیچیده‌تر می‌کند، وجود دارد. باقی‌ماندن متان در جریان در صورت عدم تکمیل فرآیند اصلاح بخار متان نیز مستلزم مراحل تصفیه تکمیلی است. از منظر اقتصادی، سرمایه‌گذاری مورد نیاز در نیروگاه‌های مجهز به این فناوری، به‌ویژه با استفاده از اترهای دی‌متیل پلی‌اتیلن گلیکول، بین ۱۹/۵۵ تا ۲۲/۵۵ درصد وابسته به نرخ جذب CO_2 ، افزایش می‌یابد [۳۱]. در زمینه توسعه این فناوری، پروژه‌هایی نظیر CACHET-II باهدف بهینه‌سازی بازده انرژی از طریق طراحی راکتورهای غشایی در حال اجرا هستند. هم‌چنین، فعالیت‌های پژوهشی در مقیاس‌های پایلوت و صنعتی برای تجاری‌سازی و افزایش مقیاس این فناوری‌ها ادامه دارد [۳۲]. در جمع‌بندی می‌توان گفت که جذب CO_2 پیش از احتراق، یکی از گزینه‌های نویدبخش برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای از نیروگاه‌های سوخت فسیلی محسوب می‌شود. باوجود کارایی بالا و قابلیت تولید هیدروژن، چالش‌هایی مانند نیاز به فشار بالا و هزینه‌های اقتصادی هنوز باید برطرف شوند. پژوهش‌ها و توسعه‌های مستمر نقش کلیدی در رفع این موانع و تسهیل پیاده‌سازی این فناوری ایفا می‌کنند [۳۳].

پ) فناوری جداسازی دی‌اکسید کربن به روش احتراق اکسیژنی فناوری احتراق با اکسیژن، یکی از راهکارهای نوین و امیدبخش در زمینه جذب دی‌اکسید کربن (CO_2) از نیروگاه‌های سوخت فسیلی محسوب می‌شود. این روش مبتنی بر احتراق سوخت در محیط اکسیژن خالص به‌جای هواست که منجر به تولید گازهای خروجی شامل CO_2 و بخار آب می‌گردد. چنین ترکیبی تسهیل‌کننده فرآیند جداسازی CO_2 از طریق چگالش بخار آب و بازیابی آسان‌تر دی‌اکسید کربن است [۳۴].

از جمله مزایای این روش، غلظت بالای CO_2 در گاز دودکش با امکان رسیدن به حدود ۹۰ درصد حجمی

است. فرآیند مایع‌سازی کرایوژنیک قادر به افزایش این مقدار تا سطح خلوص ۹۹ درصد می‌باشد. حذف نیتروژن از فرآیند احتراق موجب کاهش چشمگیر تولید اکسیدهای نیتروژن (NO_x) تا حد نزدیک به صفر بوده که از جنبه زیست‌محیطی حائز اهمیت است [۳۵]. علیرغم نیاز به انرژی اضافی برای جداسازی هوا و تصفیه CO_2 ، سامانه‌های احتراق با اکسیژن در حالت بهینه دارای بازده خالص حدود ۳۸ درصد در مقایسه با ۴۶ درصد در نیروگاه‌های مرسوم هستند [۳۶].

باوجود مزایا، این فناوری با چالش‌های متعددی روبروست. سامانه‌های جداسازی هوا و تجهیزات پردازش CO_2 به دلیل مصرف بالای انرژی، موجب کاهش بازدهی کلی نیروگاه می‌شوند. در شرایط معمول، این کاهش بازدهی بیش از ۱۰ درصد است، اما با بهینه‌سازی سامانه می‌توان آن را به حدود ۸ درصد رساند. گازهای خروجی حاوی ناخالصی‌های متنوعی شامل آرگون، اکسیژن، نیتروژن، دی‌اکسید گوگرد، مونوکسید کربن و سایر گازهای جزئی نیازمند پالایش پیش از انتقال و ذخیره‌سازی CO_2 هستند [۳۵]. کاربرد فناوری احتراق با اکسیژن هم در نیروگاه‌های جدید و هم در نیروگاه‌های موجود امکان‌پذیر است، هرچند برای واحدهای با عمر باقیمانده کم‌تر از بیست سال، توجیه اقتصادی بازتوانی چندان مطلوب نیست. اقتصادی بودن این سامانه‌ها وابسته به دو عامل کلیدی، قیمت برق و ارزش اعتبارهای مالی مرتبط با کاهش CO_2 بوده که با رشد ارزش این اعتبارها، جذابیت سرمایه‌گذاری نیز بیش‌تر می‌شود. در مسیر پیشرفت‌های این حوزه، غشاهای انتقال اکسیژن (OTM)^۱ گزینه‌ای امیدبخش برای جداسازی کارآمد اکسیژن و افزایش بازده احتراق محسوب می‌شوند [۳۷]. تغییر پیکربندی سامانه به سمت دماهای پایین‌تر باهدف حداقل‌سازی انرژی مصرفی در فرآیند بازسازی حلال‌های جذب CO_2 در کانون توجه پژوهش‌گران قرار دارد. فناوری احتراق با اکسیژن، باقابلیت تولید CO_2 با درجه خلوص بالا و کاهش هم‌زمان انتشار آلاینده‌ها، راهبردی مؤثر در جذب دی‌اکسید کربن تلقی می‌گردد، هرچند چالش‌هایی در زمینه بهینه‌سازی انرژی و کنترل ناخالصی‌ها همچنان پابرجاست. تحقق کامل این فناوری در گرو پژوهش‌های مستمر و توسعه راهکارهای فنی برای جلب پذیرش صنعتی و تضمین توجیه اقتصادی می‌باشد. (شکل ۹) شماتیک فرآیند انواع فرآیندهای احتراقی را نشان می‌دهد [۳۸].



شکل ۹: شماتیک انواع فرآیندهای احتراقی [۳۹]

به چاه‌های نفت تزریق شود. حذف رطوبت از CO₂ نیز ضروری است، زیرا CO₂ مرطوب به شدت برای لوله‌های انتقال خورنده است. انتقال گاز CO₂ با کشتی مشابه انتقال گاز مایع فشرده است و فناوری‌های مربوط به آن در سال‌های اخیر بیشتر به کار گرفته شده‌اند. با وجود اینکه هزینه انتقال با خطوط لوله کم‌تر است، حمل CO₂ با کشتی برای فواصل طولانی اقتصادی‌تر به نظر می‌رسد. برای مقیاس‌های کوچک، انتقال جاده‌ای و ریلی گزینه‌های مناسبی هستند، اما این روش‌ها برای مقادیر بالای CO₂ از نظر اقتصادی مقرون‌به‌صرفه نخواهند بود [۴۳].

۲-۱-۴. حمل و نقل دی‌اکسید کربن

پس از جذب دی‌اکسید کربن، این گاز را می‌توان برای ذخیره‌سازی به اعماق زمین تزریق کرد. منابع بزرگ انتشار دی‌اکسید کربن همواره در نزدیک مکان‌های مناسب برای ذخیره‌سازی قرار ندارند. به همین دلیل، نیاز به حمل و نقل در مسافت‌های طولانی نیز وجود دارد.

۳-۱-۴. ذخیره‌سازی

هدف از فناوری جذب و ذخیره‌سازی کربن، کاهش انتشار CO₂ است؛ بنابراین، گاز دی‌اکسید کربن جذب‌شده باید برای دوره‌های زمانی نامحدود، ذخیره شود [۴۴] به‌طور کلی چندین گزینه ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در حجم زیاد وجود دارد، از جمله:

الف) ذخیره‌سازی در مخازن آب شور و میدان‌های نفت و گاز تخلیه‌شده

ذخیره‌سازی CO₂ در مخازن آب شور و میدان‌های نفت و گاز تخلیه‌شده، روشی مقرون‌به‌صرفه بوده است. ذخیره‌سازی در مخازن آب شور و در میدان‌های نفت و گاز تخلیه‌شده بسیار شبیه به هم است؛ زیرا در هر دو روش بر ذخیره CO₂ در فضای خالی‌شده حفره سنگ مخزن تأکید دارند که به‌طور معمول از سنگ‌های رسوبی تشکیل شده‌اند. در مخازن آب شور، فضاهای حفره‌ای در اصل توسط آب شور پر می‌شوند، درحالی‌که در میدان‌های نفت و گاز، فضاهای حفره‌ای در اصل توسط آب، نفت، گاز یا ترکیبی از هر سه پر می‌شوند. حجم فضای حفره نسبت به کل حجم سنگ (فضای حفره به‌اضافه مواد معدنی سنگ) نشان‌دهنده امکان میزان ذخیره‌سازی CO₂ است. CO₂ از طریق چاه‌هایی که در سنگ مخزن حفره‌شده‌اند به مخزن خالی شده تزریق می‌شود و سیال ساکن (یعنی آب، نفت و گاز) را جابه‌جا می‌کند. تزریق‌ها به‌طور معمول در عمق ۸۰۰ متری یا بیش‌تر انجام می‌شود، زیرا شرایط فشار و دما در چنین عمقی منجر به CO₂ فوق‌بحرانی می‌شود [۴۵].

ب) ذخیره‌سازی در شکاف‌های زغال سنگ غیرقابل استخراج

در این فناوری اول CO₂ به شکاف‌های زغال سنگ تزریق می‌شود و به‌صورت CO₂ فوق‌بحرانی یا گازی در فضای حفره و به‌عنوان CO₂ جذب‌شده روی ماده آلی موجود

انتخاب روش حمل و نقل دی‌اکسید کربن به عوامل مختلفی از جمله مسافت و حجم آن بستگی دارد. روش‌های رایج حمل و نقل شامل کامیون، کشتی و خط لوله است. صرف‌نظر از روش انتخابی، دی‌اکسید کربن به‌طور معمول در حالت فوق بحرانی (دی‌اکسید کربن در دماهای بالاتر از ۳۱ درجه سانتی‌گراد و فشارهای بالاتر از ۷/۴ مگاپاسکال به حالت فوق بحرانی تبدیل می‌شود) خود حمل می‌شود. وضعیتی که در CO₂ چگالی مایع و ویسکوزیته گاز را دارد. این امر به دلیل مزایایی از جمله کاهش حجم مورد نیاز برای حمل و نقل و افت انرژی کم‌تر در طول انتقال، به‌ویژه در خط‌های لوله، انتخاب می‌شود [۴۰]. کامیون‌ها به دلیل ظرفیت کم (چند تن دی‌اکسید کربن در هر کامیون) فقط برای تزریق‌های آزمایشی مناسب هستند [۴۱]. در مکان‌هایی که چندین منبع دی‌اکسید کربن پراکنده وجود دارد، استفاده از کشتی‌ها اهمیت پیدا می‌کند. دلیل آن، پرهزینه بودن ساخت و بهره‌برداری از خطوط لوله در کف اقیانوس است. خط‌های لوله به دلیل داشتن ظرفیت بالا، روش اصلی حمل و نقل دی‌اکسید کربن است. خط‌های لوله می‌توانند تأسیسات جذب دی‌اکسید کربن و چاه‌های تزریق را در یک مکان به هم متصل کنند [۴۲].

در چند دهه گذشته و در مکان‌های متعدد جغرافیایی، چندین خط لوله برای انتقال CO₂ به میدان‌های نفتی ساخته شده‌اند تا این گاز برای افزایش فشار و بهبود برداشت

در زغال سنگ ذخیره می‌شود. جذب CO₂ برای ایمنی ذخیره‌سازی مفید است؛ زیرا در آن صورت بی‌حرکت است و پتانسیل آزادسازی متان را دارد. باین‌حال، آزمایش تزریق در مقیاس نمونه آزمایشگاهی در مخازن شکاف زغال سنگ موفقیت‌آمیز نبوده است که به دلیل تورم زغال سنگ پس از تماس با CO₂ بوده است [۴۶].

پ) ذخیره‌سازی در اقیانوس

راهبرد ذخیره‌سازی در اعماق اقیانوس، آزادسازی CO₂ در نزدیکی کف اقیانوس در اعماق بیش از ۲۷۰۰ متر است. جایی که شرایط دما و فشار منجر به تشکیل CO₂ مایع می‌شود که از آب دریا چگال تر است؛ بنابراین CO₂ در کف اقیانوس ته‌نشین می‌شود و دریاچه‌هایی از CO₂ مایع خالص آنجا تشکیل می‌دهد. ذخیره‌سازی در اعماق اقیانوس به دلیل نگرانی در مورد انتشار زیاد ناشی از رویدادهای زمین‌لرزه‌ای، افزایش اسیدی شدن اقیانوس‌ها و اثر منفی بر گیاهان و جانوران، صنعتی نشده و گزینه‌ای مناسب برای ذخیره‌سازی CO₂ در نظر گرفته نمی‌شود [۴۷].

۴-۱-۴. چالش‌های بلندمدت ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن

ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در سازندهای زمین‌شناسی به‌عنوان بخشی از فرآیند تولید هیدروژن آبی با چالش‌های بلندمدتی مانند خطرهای نشست، ناپایداری زمین‌شناسی و مسائل نظارتی روبروست که در ادامه به تفصیل بررسی می‌شوند.

الف) پایداری بلندمدت و خطر نشست

یکی از نگرانی‌های اصلی در ذخیره‌سازی زمینی CO₂، پایداری بلندمدت چاه‌ها و یکپارچگی سازندهای زمین‌شناسی، همراه با تخریب سیمان و خوردگی پوشش چاه‌هاست که ممکن است به نشست CO₂ و تهدید سلامت انسان و محیط‌زیست منجر شود. نشست CO₂ عمدتاً از طریق گسل‌ها، شکستگی‌ها یا چاه‌های بدون آب‌بندی مناسب، پایداری ذخیره‌سازی را کاهش می‌دهد. برای کاهش این خطرها، تزریق CO₂ به‌صورت محلول در آب، راهکاری مؤثر در محدود کردن نشست ناشی از شناوری محسوب می‌شود. هم‌چنین، رویکردهای مبتنی بر ریسک مانند روش مدیریت عملکرد و ریسک (P&RTM)^۱ با شناسایی منابع تخریب، کمی‌سازی ریسک‌ها و اجرای برنامه‌های کاهش، مدیریت یکپارچگی چاه‌ها و عملکرد محصورسازی را بهبود می‌بخشد [۴۸].

ب) پایش و فناوری‌های نوین

برای تضمین پایداری ذخیره‌سازی و شناسایی نشت‌های احتمالی، نهادهای مختلف از جمله IPCC، اتحادیه اروپا، آژانس حفاظت محیط‌زیست ایالات‌متحده (USEPA) و UNFCCC پروتکل‌هایی با تمرکز بر کمی‌سازی انتشار و اندازه‌گیری اثر زیست‌محیطی در صورت نشست تدوین کرده‌اند. پیشرفت‌های اخیر، افزودن پایش تخصیص CO₂ به این پروتکل‌ها را برای جلوگیری از تلاش‌های غیرضروری در کمی‌سازی بدون نشست به همراه داشته است. فناوری‌های نوظهوری مانند روش‌های پایش ژئوفیزیکی، ژئوشیمیایی و اکولوژیکی نیز در پروژه‌های بزرگ‌مقیاس برای اطمینان از ذخیره‌سازی ایمن آزمایش و پیاده‌سازی شده‌اند [۴۹].

پ) چارچوب‌های نظارتی و مسائل مرتبط

چارچوب‌های نظارتی برای ذخیره‌سازی CO₂ در سطح جهانی در حال توسعه بوده و نقش مهمی در تضمین ایمنی و کارایی این فناوری ایفا می‌کنند. نهادهایی مانند USEPA، ISO و IPCC در تدوین این چارچوب‌ها مشارکت داشته‌اند تا مسائل پایش بلندمدت و مسئولیت‌ها را مورد توجه قرار دهند [۵۰]. در ایالات‌متحده، فرمانداران ایالتی مسئول اجرا و مدیریت مقررات ذخیره‌سازی CO₂ بوده و این شامل مشارکت عمومی و رسیدگی به پایش بلندمدت و مسئولیت‌های قانونی است. در اروپا، برای مدیریت هزینه‌های احتمالی نشست، صندوق‌های احتیاطی مالی پیشنهاد شده است [۵۱].

ج) چالش‌ها و راهکارهای پیشنهادی

ذخیره‌سازی CO₂ در مقیاس بزرگ با موانع اقتصادی و ظرفیت مواجه است. برای غلبه بر این موانع، راهکارهایی مانند یکپارچه‌سازی ذخیره‌سازی CO₂ جهت ازدیاد برداشت نفت (EOR)، تزریق مدیریت‌شده فشار و رویکردهای پایش مقرون‌به‌صرفه پیشنهاد شده است. علاوه بر این، پذیرش عمومی برای اجرای گسترده CCS امری مهم است که از طریق ارتباطات شفاف درباره ایمنی و کارایی محل‌های ذخیره‌سازی CO₂ بهبود می‌یابد [۵۲].

۴-۲. استفاده از دی‌اکسید کربن

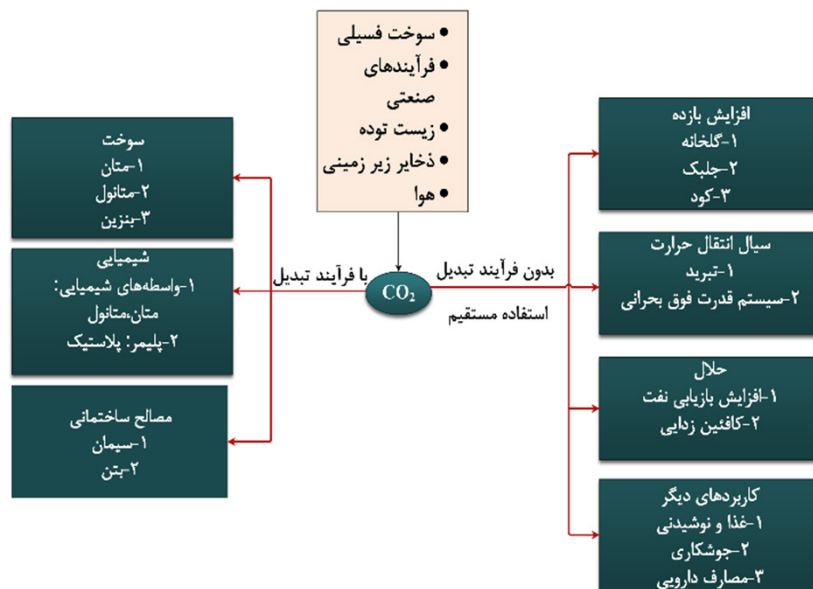
در (شکل ۱۰)، کاربردهای جذب گاز دی‌اکسید کربن نشان داده شده است. برخی از این کاربردها به‌طور مستقیم در زمینه‌هایی مانند حلال‌ها، سیالات انتقال حرارت، صنایع

1. Performance and Risk Management Technique
2. Intergovernmental Panel on Climate Change



کربن در صنایع شیمیایی برای تولید مواد مختلف و در مصالح ساختمانی به‌عنوان افزودنی در فرآیندهای تولید سیمان و بتن نیز استفاده می‌شود. هم‌چنین، در صنعت سوخت، دی‌اکسید کربن از طریق فرآیندهای تبدیل به سوخت‌های مختلف تبدیل می‌شود که می‌تواند به کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای کمک کند.

غذایی و بهبود بازده مورد استفاده قرار می‌گیرند. به‌عنوان مثال، دی‌اکسید کربن به‌عنوان یک حلال در فرآیندهای صنعتی و هم‌چنین در سیالات انتقال حرارت برای تنظیم دما و بهبود عملکرد سامانه‌ها استفاده می‌شود. در صنایع غذایی، این گاز به‌عنوان یک عامل حفظ تازگی و بهبود کیفیت محصول به کار می‌رود. علاوه بر این، گاز دی‌اکسید



شکل ۱۰: کاربردهای دی‌اکسید کربن در صنایع [۵۳]

۵. هزینه جذب و ذخیره‌سازی کربن

هزینه جذب کربن بسته به فناوری و صنعت متغیر است و تخمین‌ها نشان می‌دهد که این هزینه در محیط‌های صنعتی بین ۲۰ تا ۱۴۰ دلار به‌ازای هر تن CO₂ متغیر است [۵۴]. برخی از متغیرهای کلیدی جذب ذخیره‌سازی کربن به شرح زیر است:

الف) هزینه تأسیسات جذب و ذخیره‌سازی کربن

هزینه جذب کربن در محیط‌های صنعتی، مانند صنایع آهن و فولاد، پالایش، خمیر و کاغذ و صنایع سیمان، از ۲۰ تا ۱۴۰ دلار به‌ازای هر تن CO₂ متغیر است [۵۴].

ب) تغییرپذیری فناوری

فناوری‌های مختلف هزینه‌های متفاوتی را به همراه دارند. واکنش دی‌اکسید کربن با آمین‌ها بالاترین هزینه‌ها را دارد. درحالی‌که حلقه کلسیم اعمال شده در صنعت سیمان و صنعت خمیر و کاغذ هزینه‌های کم‌تری را نشان می‌دهد [۵۴].

پ) پیش‌بینی هزینه‌های آینده

هزینه برای جذب گاز دی‌اکسید کربن انتظار می‌رود تا سال ۲۰۳۰ به نصف کاهش یابد.

۶. هیدروژن آبی

تولید یک کیلوگرم هیدروژن خاکستری حدود ۱۳ کیلوگرم CO₂ تولید می‌کند. هیدروژن آبی با جذب انتشار کربن به جایگزینی کم‌کربن برای هیدروژن خاکستری تبدیل می‌کند [۵۵].

۱-۶. بهره‌وری هیدروژن آبی

تولید هیدروژن آبی به‌طور معمول نیازمند فرآیندهای پرمصرف انرژی برای جذب و ذخیره کربن است که منجر به پایین آمدن بهره‌وری کلی فرآیند می‌شود. راه‌حلی برای تولید هیدروژن آبی مبتنی بر فناوری‌های جدید و پربازده در حال توسعه است که بازده فرآیند تولید آن را افزایش حداکثری می‌دهد [۵۶].

۲-۶. هزینه تولید هیدروژن آبی

این پژوهش، ارزیابی تطبیقی جامعی از روش‌های تولید هیدروژن با تمرکز بر معیارهای کلیدی مانند بهره‌وری انرژی، هزینه تولید، مصرف انرژی و اثر زیست‌محیطی ارائه می‌دهد. فرآیند SMR، با وجود ردپای کربنی بالا (حدود ۱۰

کیلوگرم CO₂ به‌ازای هر کیلوگرم هیدروژن)، به‌دلیل هزینه تولید پایین (۱ تا ۲ دلار به‌ازای هر کیلوگرم) و کارایی بالا در تولید انبوه، روشی مقرون‌به‌صرفه و پرکاربرد محسوب می‌شود. با این حال، هزینه تولید هیدروژن آبی بسته به روش تولید و فناوری‌های مرتبط با آن متفاوت است. هزینه‌های برآورد شده از ۲/۷ دلار تا ۳/۱۸ دلار به‌ازای هر کیلوگرم هیدروژن متغیر بوده که با استفاده از فرآیندهای نوین دیگر، کاهش هزینه بیش‌تری ممکن است [۲۷]. در مقابل، الکترولیز آب با انرژی تجدیدپذیر، هیدروژن سبز با ردپای کربنی نزدیک به صفر تولید می‌کند، اما هزینه بالا (بیش از ۴ دلار به‌ازای هر کیلوگرم) و مصرف انرژی زیاد (۱۸۰-۲۰۰ MJ) به‌ازای هر کیلوگرم هیدروژن) گسترش آن را محدود می‌کند. گازی‌سازی زیست‌توده با بهره‌وری انرژی و انرژی‌ریزی بالا (۷۵-۷۰ درصد) و هزینه تولید متوسط (۳-۲/۵ دلار به‌ازای هر کیلوگرم)، گزینه‌ای امیدوارکننده برای جایگزینی SMR و تعادل بین پایداری زیست‌محیطی و اقتصاد ارائه می‌دهد [۵۸]. چرخه‌های ترموشیمیایی تجزیه آب، مانند Cu-Cl و S-I، با مصرف انرژی کم‌تر (۱۲۰-۱۰۰ MJ) به‌ازای هر کیلوگرم هیدروژن) و آلاینده‌های پایین، گزینه‌هایی پایدار و آینده‌نگر برای تولید هیدروژن محسوب می‌شوند. این مقایسه عددی، مبنایی برای انتخاب بهینه مسیرهای تولید هیدروژن با در نظر گرفتن ملاحظه‌های اقتصادی و زیست‌محیطی فراهم می‌کند [۵۹]. از نظر هزینه، هیدروژن آبی در حال حاضر اقتصادی‌تر است، اما انتشار کربن بیش‌تری نسبت به هیدروژن سبز دارد. در مقابل، هیدروژن سبز با وجود هزینه بالاتر، مزایای زیست‌محیطی قابل‌توجهی ارائه می‌دهد و گزینه‌ای پایدارتر به شمار می‌رود. در بلندمدت، با کاهش هزینه‌های انرژی تجدیدپذیر و پیشرفت‌های فناوری، هیدروژن سبز از نظر اقتصادی رقابتی‌تر خواهد شد، در حالی که هیدروژن آبی نقش مکملی انتقالی خواهد داشت [۶۰]. برای مثال، در سناریوهای تولید متانول با انتشار منفی CO₂، ترکیب هیدروژن سبز و آبی می‌تواند به کاهش کلی انتشار کربن کمک کند [۶۲].

۷- هزینه‌های تولید هیدروژن آبی و سیاست‌های حمایتی

هزینه‌های تولید هیدروژن آبی و سیاست‌های حمایتی، عامل اصلی تعیین‌کننده برای توسعه این فناوری به‌عنوان راهکار انتقالی برای کربن‌زدایی هستند. در این بخش، تحلیل جامعی از هزینه‌های تولید، عوامل مؤثر بر آن‌ها، سیاست‌های حمایتی

و مقایسه با سایر منابع انرژی وجود دارد تا ارزیابی دقیق‌تری از جایگاه هیدروژن آبی در بازار انرژی امکان‌پذیر گردد.

۷-۱. تحلیل هزینه‌های تولید هیدروژن آبی

هزینه تولید هیدروژن آبی تحت تأثیر عوامل متعددی از جمله قیمت گاز طبیعی، نرخ جذب کربن و ظرفیت واحد تولیدی قرار گرفته است. همان‌طور که در قبل ذکر شد، هزینه تولید هیدروژن آبی با استفاده از روش اصلاح بخار متان در محدوده ۱/۲۲ دلار به‌ازای هر کیلوگرم و با روش تجزیه گاز طبیعی همراه با جذب و ذخیره کربن تا ۲/۵۵ دلار به‌ازای هر کیلوگرم گزارش شده است [۵۷]. هم‌چنین، هزینه سطح‌بندی شده هیدروژن در هنگ‌کنگ برای فرآیندهای مختلف تولید هیدروژن آبی بین ۲/۰۶ تا ۲/۱۶۵ دلار به‌ازای هر کیلوگرم متغیر بوده که به نوع منبع انرژی مورد استفاده بستگی دارد [۶۳]. این هزینه‌ها در مقایسه با هیدروژن سبز (که هزینه تولید آن بین ۴ تا ۶ دلار به‌ازای هر کیلوگرم است) نشان‌دهنده مزیت اقتصادی هیدروژن آبی در شرایط فعلی است، اما همچنان بالاتر از هیدروژن خاکستری (۱ تا ۲ دلار به‌ازای هر کیلوگرم) قرار دارد.

۷-۲. سیاست‌های حمایتی و مشوق‌های دولتی

اقتصادی شدن تولید هیدروژن آبی نیازمند سیاست‌های حمایتی و مشوق‌های دولتی به‌عنوان ابزاری کلیدی است. اعتبارهای مالیاتی برای جذب کربن و تولید هیدروژن پاک، مانند موارد پیش‌بینی شده در قانون کاهش تورم ایالات‌متحده^۱، عاملی مؤثر در کاهش هزینه تولید هیدروژن آبی تا سطح هدف ۱ دلار به‌ازای هر کیلوگرم است [۶۴]. در آلمان، افزایش قابل‌توجه مالیات بر گاز طبیعی، عاملی برای رقابت‌پذیری بیش‌تر هیدروژن آبی در مقایسه با هیدروژن تولیدشده از الکترولیز محسوب می‌شود [۶۵]. در اروپا نیز چارچوب‌های سیاستی و یارانه‌ها از نکات ضروری پایداری اقتصادی تولید و توزیع هیدروژن هستند [۶۶]. علاوه بر این، طراحی‌های منعطف و مدولار واحدهای تولیدی هیدروژن با حمایت‌های نظارتی همراه است تا عملکرد اقتصادی بهتری در شرایط عدم قطعیت بازار و مقررات امکان‌پذیر شود.

۷-۳. تحلیل هزینه چرخه حیات و اثر زیست‌محیطی

تحلیل هزینه چرخه حیات روشی کلیدی در ارزیابی اثر اقتصادی و زیست‌محیطی تولید هیدروژن محسوب می‌شود.

1. Inflation Reduction Act



به‌عنوان نمونه، در تأسیسات هیدروژن آبی آکورن بریتانیا، نرخ‌های بالای جذب کربن شرط اساسی برای انطباق با استانداردهای کم‌کربن با تأثیری مستقیم بر هزینه چرخه حیات و ردپای زیست‌محیطی بوده [۶۷]. هم‌چنین در مناطق دورافتاده، عوامل مؤثر بر هزینه تولید و کاربرد هیدروژن شامل مصرف برق و سیاست‌های حمایتی مانند تعرفه‌های ترجیحی هستند [۶۸]. از دیدگاه زیست‌محیطی، فناوری‌های تولید هیدروژن آبی نظیر اصلاح حرارتی خودکار همراه با جذب و ذخیره کربن، دارای انتشار گازهای گلخانه‌ای چرخه حیات کم‌تری نسبت به روش‌هایی مانند SMR بدون CCS می‌باشند. با این حال، پیشرفت‌های فناورانه و حمایت‌های سیاستی از عوامل کلیدی در بهبود رقابت‌پذیری اقتصادی این فناوری‌ها به شمار می‌روند [۶۹].

۴-۷. توصیه‌هایی برای سیاست‌گذاران

به‌منظور تقویت جایگاه هیدروژن آبی در گذار به انرژی پاک، می‌توان مجموعه‌ای از توصیه‌های سیاستی در اختیار تصمیم‌گیران قرار داد. از جمله این توصیه‌ها، استراتژی‌های تشویقی مبتنی بر ارزش‌گذاری اقتصادی کربن ذخیره‌سازی شده به‌عنوان پشتیبان مسیرهای تولید هیدروژن است [۶۶]. سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌های هیدروژن و گزینه‌های وارداتی از جمله اولویت‌های کلیدی برای پایداری بلندمدت هیدروژن به‌عنوان برادر اصلی کربن‌زدایی محسوب می‌شود. هم‌چنین، طراحی‌های منعطف و مدولار واحدهای تولیدی راهکاری مؤثر برای مدیریت ریسک‌های اقتصادی و بهینه‌سازی بازده سرمایه‌گذاری‌ها به شمار می‌رود [۷۰].

۵-۷. پروژه‌ها و سناریوهای گذار به هیدروژن آبی

در سطح جهانی، گذار از هیدروژن خاکستری به هیدروژن آبی یکی از مهم‌ترین فرآیندهای مربوط به انرژی پاک است. بسیاری از کشورها در تلاش هستند تا تولید هیدروژن آبی را توسعه دهند تا به اهداف کاهش انتشار کربن و گذار به انرژی‌های پایدار برسند. در همین راستا برخی از این پروژه‌ها مورد بررسی قرار گرفته است.

۱-۵-۷. پروژه پورت آرتور آمریکا

پروژه پورت آرتور^۱ در کشور آمریکا در سال ۲۰۱۳

میلادی به بهره‌برداری رسیده است. سوخت اصلی این پروژه گاز طبیعی است و از فناوری SMR همراه با واحد CCUS استفاده می‌کند. محصول نهایی این پروژه هیدروژن آبی است. ظرفیت جذب دی‌اکسید کربن این پروژه نهصد هزار تن CO₂ در سال و ظرفیت تولید هیدروژن آن ۱۱۷/۷ هزار تن در سال است [۷۱].

۲-۵-۷. پروژه پورت ژروم

پروژه پورت ژروم^۲ در کشور فرانسه در سال ۲۰۱۵ میلادی به بهره‌برداری رسید. این پروژه از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت اصلی استفاده می‌کند و برای تولید هیدروژن آبی به فناوری SMR و واحد CCUS اتکا دارد. هدف اصلی این پروژه تولید هیدروژن است. ظرفیت جذب دی‌اکسید کربن این پروژه ۱۰۰ هزار تن CO₂ در سال و ظرفیت تولید هیدروژن آن ۳۹ هزار تن در سال است [۷۱].

۳-۵-۷. پروژه کوئست کانادا

پروژه کوئست^۳ در کشور کانادا در سال ۲۰۱۵ میلادی به بهره‌برداری رسید. این پروژه به‌عنوان یک ابتکار مهم در صنعت تولید هیدروژن و کاهش اثر کربنی شناخته می‌شود. پروژه کوئست از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت اصلی خود استفاده می‌کند و با بهره‌گیری از فناوری‌های SMR همراه واحد CCUS، به تولید هیدروژن آبی می‌پردازد. ظرفیت جذب دی‌اکسید کربن این پروژه یک میلیون و یکصد هزار تن CO₂ در سال و ظرفیت تولید هیدروژن آن ۳۰۰ هزار تن در سال است [۷۱].

۴-۵-۷. پروژه پالایشگاه شمال غربی استرجن

پروژه پالایشگاه شمال غربی استرجن^۴ در کانادا که در سال ۲۰۲۰ میلادی به بهره‌برداری رسید که از نفت خام و واحد CCUS برای تولید هیدروژن بهره می‌برد. این پروژه به فناوری گازسازی بیومتان همراه با CCUS برای تولید هیدروژن آبی روی آورده است. به کمک این فناوری، نفت خام به هیدروژن تبدیل شده و دی‌اکسید کربن تولیدی جمع‌آوری و ذخیره می‌شود که به کاهش اثر زیست‌محیطی کمک می‌کند. ظرفیت جذب دی‌اکسید کربن این پروژه یک میلیون و سیصد هزار تن CO₂ در سال است [۷۱].

1. Port Arthur
2. Port Jerome
3. Quest
4. North West Sturgeon refinery

۷-۵-۵. پروژه گازسازی باقیمانده‌های سنگین شل -

پالایشگاه پرنیس

پروژه گازسازی باقیمانده‌های سنگین شل^۱ پالایشگاه پرنیس در هلند در سال ۲۰۰۵ میلادی به بهره‌برداری رسید. این پروژه از نفت با فناوری CCUS استفاده می‌کند و به گازسازی باقی‌مانده‌های سنگین نفت همراه با CCUS می‌پردازد. محصول نهایی این فناوری هیدروژن آبی است. ظرفیت جذب دی‌اکسید کربن این پروژه یک میلیون تن CO₂ در سال و ظرفیت تولید هیدروژن آن ۱۰۰۰ هزار تن در سال است [۷۱].

۷-۵-۶. پروژه جذب و ذخیره‌سازی کربن پتروشیمی سیلو

سینوپک

پروژه جذب و ذخیره‌سازی کربن پتروشیمی سیلو سینوپک^۲ در چین، یکی از پروژه‌های مهم در زمینه استفاده از فناوری‌های پیشرفته کاهش انتشار کربن است که در سال ۲۰۲۲ میلادی به بهره‌برداری رسید. این پروژه از زغال‌سنگ به‌عنوان سوخت اولیه استفاده می‌کند و از واحد CCUS بهره‌می‌برد تا انتشار دی‌اکسید کربن را به حداقل برساند. محصول اصلی این فرآیند، هیدروژن آبی است که به‌عنوان یک منبع انرژی پاک و پایدار در صنایع مختلف مورد استفاده قرار می‌گیرد. این پروژه بخشی از تلاش‌های گسترده چین برای کاهش اثر زیست‌محیطی و حرکت به سمت اقتصاد کم‌کربن است. ظرفیت جذب دی‌اکسید کربن این پروژه یک میلیون تن CO₂ در سال است [۷۱].

۷-۵-۷. پروژه CCUS الریاده

فاز اول پروژه جذب و ذخیره‌سازی کربن ابوظبی، صنایع فولاد امارات پروژه CCUS الریاده^۳ در امارات متحده عربی در سال ۲۰۱۶ میلادی به بهره‌برداری رسید. این پروژه از گاز طبیعی همراه با واحد CCUS استفاده می‌کند. محصول اصلی این فرآیند، هیدروژن آبی است که به‌عنوان یک منبع انرژی پاک مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد. ظرفیت جذب دی‌اکسید کربن این پروژه هشتصد هزار تن CO₂ در سال است [۷۱].

۷-۵-۸. پروژه ساپیو - مانتووا

پروژه ساپیو - مانتووا^۴ ایتالیا، در سال ۲۰۱۶ میلادی راه‌اندازی شد که از گاز طبیعی همراه با واحد CCUS بهره‌می‌برد. این پروژه برای تولید هیدروژن آبی از فناوری SMR+CCUS استفاده می‌کند. ظرفیت تولید هیدروژن آن ۱۲۰۰ تن در سال است [۷۱].

۷-۵-۹. جذب کربن از پسماندهای نفتی با فناوری CCS

پروژه جذب کربن از پسماندهای نفتی با فناوری CCS در کانادا در سال ۲۰۰۹ میلادی به بهره‌برداری رسید. این پروژه از نفت همراه با واحد CCUS بهره‌می‌برد و به تولید هیدروژن آبی اختصاص دارد. ظرفیت جذب دی‌اکسید کربن این پروژه ۴۳۸ تن CO₂ در سال است [۷۱].

۷-۶. سناریو توسعه هیدروژن آبی در ایران

در ایران، به‌عنوان یکی از بزرگ‌ترین تولیدکنندگان گاز طبیعی در جهان، گذار از هیدروژن خاکستری به هیدروژن آبی یک فرصت بزرگ اقتصادی و زیست‌محیطی است. در این زمینه، چند سناریو قابل‌تصور است که در هر یک از آن‌ها عوامل مختلفی مانند زیرساخت‌ها، سیاست‌گذاری و فناوری نقش مهمی ایفا می‌کنند. در ادامه، سه سناریوی پیشنهادی برای این گذار ارائه می‌شود [۷۱].

۷-۶-۱. سناریوی اول (توسعه تدریجی)

در این سناریو، ایران به‌تدریج وارد فاز تولید هیدروژن آبی می‌شود. کشور ابتدا تمرکز خود را روی توسعه واحدهای جذب کربن در صنایع مرتبط با گاز طبیعی قرار می‌دهد. این سناریو بر توسعه زیرساخت‌های کوچک متمرکز است و پس از آزمایش موفقیت‌آمیز این واحدها در مقیاس کوچک، اقدام به گسترش آن‌ها به صنایع بزرگ‌تر و افزایش سهم هیدروژن آبی در بازار می‌کند.

۷-۶-۲. سناریوی دوم (توسعه سریع)

در این سناریو، دولت تصمیم به تسریع گذار به هیدروژن آبی گرفته و با استفاده از منابع مالی و سیاسی، سرمایه‌گذاری‌های بزرگ در زیرساخت‌های واحدهای جذب کربن و تولید هیدروژن آبی را

1. Shell heavy residue gasification CCUS
2. Sinopec Qilu Petrochemical CCS
3. Al Reyadah CCUS
4. Sapio - Mantova
5. Horizon H₂ capture tailings CCS



آغاز می‌کند. این سناریو نیازمند تدوین سیاست‌های حمایتی، همکاری‌های بین‌المللی و تقویت پژوهش‌های داخلی است.

۷-۶-۳. سناریوی سوم (ترکیبی)

در این سناریو، حاکمیت یک راهبرد متوازن بین تولید هیدروژن خاکستری و هیدروژن آبی در پیش می‌گیرد. کشور در ابتدا بر بهبود بهره‌وری تولید هیدروژن خاکستری و کاهش انتشار کربن از آن تمرکز می‌کند، سپس به تدریج زیرساخت‌های واحدهای جذب کربن و هیدروژن آبی را توسعه می‌دهد. در این حالت، هدف کاهش تدریجی انتشار کربن بدون ایجاد شوک ناگهانی به بازار داخلی انرژی است. در (جدول ۲) ویژگی، مزایا و معایب هر سه سناریو نشان داده شده است.

جدول ۲: ویژگی، مزایا و معایب هر سه سناریو

سناریو	ویژگی‌ها	مزیت‌ها	عیب‌ها
سناریو اول (توسعه تدریجی)	پایه‌سازی آرام واحدهای جذب کربن و هیدروژن آبی و آزمایش در پروژه‌های کوچک و مقیاس‌پذیری تدریجی	نکاهش ریسک و هزینه‌های اولیه و فرصت یادگیری و اصلاح فناوری‌ها	کندی در کاهش انتشار کربن و طولانی‌تر شدن فرآیند گذار
سناریو دوم (توسعه سریع)	سرمایه‌گذاری بزرگ و سریع در واحدهای جذب کربن و زیرساخت‌های هیدروژن آبی و تغییر سریع در نیروگاه‌ها، صنایع و پتروشیمی‌ها	کاهش سریع انتشار کربن و دستیابی به اهداف زیست‌محیطی و رقابت جهانی	هزینه‌های بالا و نیاز به منابع مالی زیاد و ریسک فناورانه و اقتصادی بالا
سناریو سوم (سناریوی ترکیبی)	استفاده هم‌زمان از هیدروژن خاکستری و توسعه تدریجی هیدروژن آبی و واحدهای جذب کربن	توازن بین کاهش انتشار و هزینه‌ها و کاهش تدریجی ریسک و استفاده از فرصت‌های مالی جدید	طولانی‌تر شدن دوره گذار و پیچیدگی در مدیریت هم‌زمان دو سیستم تولید

۸. چالش‌ها و راهکارهای اجرایی در گذار صنعتی به هیدروژن آبی

امروزه گذار از هیدروژن خاکستری به هیدروژن آبی در مقیاس صنعتی به‌عنوان یک راهکار کلیدی برای کاهش انتشار کربن در مسیر اقتصاد هیدروژنی پایدار مورد توجه قرار گرفته است. این گذار نیازمند تدوین مسیرهای مشخص، شناسایی چالش‌های اجرایی و ارائه راهکارهای عملیاتی است که در این بخش بررسی شده‌اند.

۸-۱. مسیرهای گذار

گذار از هیدروژن خاکستری به هیدروژن آبی نیازمند یکپارچه‌سازی فناوری جذب و ذخیره کربن با فرآیندهای موجود تولید هیدروژن خاکستری است. این رویکرد، امکان تولید هیدروژن با انتشار کربن کم‌تر را داشته و به‌عنوان یک راهکار انتقالی برای حرکت به سمت تولید پاک‌تر مطرح است [۷۲]. تمرکز بر بخش‌های دشوار از نظر کربن‌زدایی، مانند صنایع سنگین و حمل‌ونقل،

نرخ جذب کربن برای تولید هیدروژن مبتنی بر گاز طبیعی از ۵۳ درصد تا ۱۰۰ درصد متغیر است. این مقدار، برای فرآیندهای اصلاح حلقه شیمیایی در مسیر توسعه، ۱۰۰ درصد است. می‌توان از نظر فنی به نرخ‌های جذب بالاتری نیز دست‌یافت. فناوری‌های مرتبط در این زمینه می‌تواند هزینه تولید هیدروژن آبی را افزایش دهند و مزیت اقتصادی فعلی آن نسبت به انواع هیدروژن‌های دیگر را کاهش دهند. بازدهی فرآیند اصلاح بین ۶۰ درصد تا ۸۶ درصد متغیر است. به‌طور کلی، قراردادن واحد جذب کربن در کنار فرآیند تولید هیدروژن به دلیل ذخیره و جذب جریان خروجی CO₂ به‌عنوان یک فرآیند کارآمد تلقی می‌شود.

برای حداکثر کردن تأثیر فناوری هیدروژن ضروری به نظر می‌رسد [۷۳]. به‌عنوان مثال، یکپارچه‌سازی تولید هیدروژن آبی با فرآیندهای موجود در پالایشگاه‌های نفت، کاهش قابل توجه انتشار CO₂ را در پی دارد.

۸-۲. چالش‌های اجرایی

برخی از چالش‌های موجود در این بخش به تفصیل مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۸-۲-۱. چالش‌های فنی

فناوری CCS در تولید هیدروژن آبی با چالش‌های فنی متعددی روبه‌روست، مانند نیاز به بهینه‌سازی برای کاهش هزینه‌ها و اثر زیست‌محیطی که اولویت اصلی است [۷۲]. بهبود کاتالیزورها برای جلوگیری از گرفتگی و زینترینگ، با پراکندگی بالای فلزات برای عملکرد بهتر و ایجاد زیرساخت‌های ذخیره‌سازی، توزیع و سوخت‌رسانی هیدروژن به سرمایه‌گذاری کلان و برنامه‌ریزی دقیق نیاز دارد [۷۴].

از منظر اقتصادی، رقابت‌پذیری هزینه تولید هیدروژن آبی در مقایسه با هیدروژن خاکستری و سایر سوخت‌های فسیلی، مانع اصلی توسعه این فناوری بوده و هزینه‌های تولید و توزیع در سطوح رقابتی، پیش‌شرطی اساسی برای پذیرش گسترده هیدروژن آبی [۷۵] در جامعه می‌باشد. نبود چارچوب‌های سیاستی و نظارتی مؤثر و دستورالعمل‌های شفاف و مشوق‌های مالی مهم‌ترین محدودیت در مقیاس‌پذیری فناوری‌های هیدروژن و ضرورتی انکارناپذیر برای توسعه تولید و مصرف هیدروژن است [۷۶].

۸-۳. توصیه‌های سیاستی و اجرایی

برای غلبه بر چالش‌های اجرایی و تسریع گذار به هیدروژن آبی، توصیه‌هایی ارائه شده است. سیاست‌های جامع برای حمایت از تولید هیدروژن، شامل برنامه‌های اندازه‌گیری انتشار گازهای گلخانه‌ای و ایجاد شرایط رقابتی برابر بین منابع مختلف تولید هیدروژن، توسط دولت‌ها پیشنهاد شود [۷۷]. مشوق‌های مالی برای تحقیق و توسعه، توسعه زیرساخت‌ها و همکاری‌های بین‌المللی برای شتاب‌دهی به پذیرش فناوری‌های هیدروژن [۷۸]. همچنین، تقویت همکاری‌های عمومی و خصوصی برای ترویج نوآوری و تجاری‌سازی فناوری‌های هیدروژن مورد تأکید قرار گیرد [۷۴].

۹. نتیجه‌گیری

در آینده نزدیک و از سویی، هیدروژن نقش سه‌گانه‌ای در اقتصاد جهانی به‌عنوان یک عنصر مهم در صنعت، یک منبع اولیه انرژی پاک و خوراکی جایگزین برای صنایع پتروشیمی ایفا خواهد کرد. از این‌رو افزایش ظرفیت تولید انواع هیدروژن اهمیت فراوانی خواهد یافت. روش‌های مختلفی برای تولید هیدروژن وجود دارد که امروزه، هیدروژن خاکستری رایج‌ترین آن‌ها است. هیدروژن خاکستری از متان با استفاده از اصلاح بخار متان تولید می‌شود که یک فرآیند با انتشار بالای کربن به جو است و دارای ردپای کربنی معادل ۱۰ کیلوگرم CO_2 بر کیلوگرم H_2 است. این موضوع، باعث تشدید نگرانی‌های زیست‌محیطی خواهد شد. برای رفع این مشکل می‌توان کربن تولیدی را جذب و ذخیره‌سازی و استفاده کرد. این نوع هیدروژن که با استفاده از کربن فرآیند تولید هیدروژن خاکستری تولید

می‌شود، هیدروژن آبی نامیده می‌شود. هیدروژن آبی مانند هیدروژن خاکستری از فرآیندی اصلاح بخار متان به‌دست می‌آید با این تفاوت که در فرآیند تولید آن، کربن هم ذخیره و به‌عنوان محصول فرعی قابل‌استفاده خواهد بود. در این پژوهش مراحل مختلف تولید هیدروژن آبی معرفی و فناوری و روش‌های جذب کربن شامل پیش از احتراق، پس از احتراق و احتراق اکسیژنی معرفی شد و راه‌های ذخیره‌سازی آن مانند ذخیره‌سازی در مخازن آب‌شور و میدان‌های نفت و گاز تخلیه شده، ذخیره‌سازی در شکاف‌های زغال‌سنگ غیرقابل استخراج و ذخیره‌سازی در اقیانوس ذکر گردید. سه سناریو توسعه تدریجی، توسعه سریع و توسعه ترکیبی برای گذار از هیدروژن خاکستری به آبی طرح‌ریزی شد که سناریو ترکیبی به‌عنوان سناریو ایده‌آل، گزینه مطلوبی برای انتخاب است. با این حساب می‌توان آینده روشنی برای تولید هیدروژن آبی در حوزه انرژی متصور شد و آن را جایگزینی پاکی برای هیدروژن خاکستری معرفی کرد.

تشکر و قدردانی

در انتها مراتب سپاس خود را از مرکز پژوهشی انرژی دانشگاه شهید بهشتی که نتایج پژوهش‌های خود را جهت این پژوهش در اختیار نگارندگان قرار داد، ابراز می‌داریم.

مسیرهای آتی پژوهش

با توجه به چالش‌های فناورانه و اقتصادی در فرآیند تولید هیدروژن آبی، تحقیقات آتی باید به توسعه کاتالیست‌های مقاوم در برابر دوده‌زایی و خوردگی، بهینه‌سازی چرخه‌های جذب و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن با مصرف انرژی کمتر و ارتقای مقیاس‌پذیری صنعتی فناوری‌های CCUS متمرکز باشد. به‌ویژه استفاده از فناوری‌های توین دیجیتال (Digital Twin) برای مدل‌سازی هم‌زمان و پیش‌بینی رفتار سامانه‌های جذب کربن، می‌تواند نقش کلیدی در افزایش بازده عملیاتی، پیش‌بینی دقیق‌تر افت راندمان در شرایط عملیاتی واقعی و کاهش هزینه‌های نگهداری ایفا کند. همچنین، انجام ارزیابی‌های چرخه عمر به‌منظور بررسی جامع اثر زیست‌محیطی و توسعه چارچوب‌های سیاست‌گذاری جهت حمایت از پیاده‌سازی هیدروژن آبی در مقیاس صنعتی از دیگر زمینه‌های پژوهشی است که ضروری به‌شمار می‌آید. تمرکز بر این محورها می‌تواند مسیر گذار به سامانه‌های انرژی کم‌کربن را تسریع نماید.



- free energy systems by 2050: Potential role of hydrogen,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 26, pp. 9921–9927, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.12.058.
- [10]. S. Saeidi et al., “Evolution paths from gray to turquoise hydrogen via catalytic steam methane reforming: Current challenges and future developments,” Sep. 01, 2023, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.rser.2023.113392.
- [11]. H. Zhang, Z. Sun, and Y. H. Hu, “Steam reforming of methane: Current states of catalyst design and process upgrading,” Oct. 01, 2021, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.rser.2021.111330.
- [12]. W. Zhou, L. Pan, and X. Mao, “Optimization and Comparative Analysis of Different CCUS Systems in China: The Case of Shanxi Province,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 15, no. 18, Sep. 2023, doi: 10.3390/su151813455.
- [13]. L. Chen, Z. Qi, S. Zhang, J. Su, and G. A. Somorjai, “Catalytic hydrogen production from methane: A review on recent progress and prospect,” *Catalysts*, vol. 10, no. 8, Aug. 2020, doi: 10.3390/catal10080858.
- [14]. A. O. Oni, K. Anaya, T. Giwa, G. Di Lullo, and A. Kumar, “Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions,” *Energy Convers Manag*, vol. 254, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115245.
- [15]. P. Ebrahimi, A. Kumar, and M. Khraisheh, “A review of recent advances in water-gas shift catalysis for hydrogen production”, doi: 10.1007/s42247-020-00116-y/ Published.
- [1]. I. Energy Agency, “Global Hydrogen Review 2024,” 2024. [Online]. Available: www.iea.org
- [2]. P. Nikolaidis and A. Poullikkas, “A comparative overview of hydrogen production processes,” Jan. 01, 2017, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.044.
- [3]. O. Massarweh, M. Al-khuzaei, M. Al-Shafi, Y. Bicer, and A. S. Abushaikha, “Blue hydrogen production from natural gas reservoirs: A review of application and feasibility,” Apr. 01, 2023, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.jcou.2023.102438.
- [4]. W. Y. Hong, “A techno-economic review on carbon capture, utilisation and storage systems for achieving a net-zero CO₂ emissions future,” Jun. 01, 2022, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.ccst.2022.100044.
- [5]. A. Prinzhofer, C. S. Tahara Cissé, and A. B. Diallo, “Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali),” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 42, pp. 19315–19326, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.08.193.
- [6]. vladimir salman, “CO₂ Emissions in 2023,” 2024. [Online]. Available: www.iea.org
- [7]. A. Mio, E. Barbera, A. Massi Pavan, A. Bertucco, and M. Fermeglia, “Sustainability analysis of hydrogen production processes,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 54, pp. 540–553, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.06.122.
- [8]. IEA, “Global Hydrogen Review 2023.” [Online]. Available: www.iea.org
- [9]. P. K. Pathak, A. K. Yadav, and S. Padmanaban, “Transition toward emission-





- [23]. P. Bu and Y. Qiu, "Simulation, and comparative energy, exergy, economic, and environmental analyses of utilizing different solvents for post-combustion CO₂ capture from flue gases," *Appl Therm Eng*, vol. 269, Jun. 2025, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2025.125923.
- [24]. A. Mukherjee, J. A. Okolie, A. Abdelrasoul, C. Niu, and A. K. Dalai, "Review of post-combustion carbon dioxide capture technologies using activated carbon," Sep. 01, 2019, Chinese Academy of Sciences. doi: 10.1016/j.jes.2019.03.014.
- [25]. A. R. A. Astuti, I. G. Wenten, D. Ariono, D. Sasongko, W. H. Saputera, and K. Khoiruddin, "Advances in Carbon Control Technologies for Flue Gas Cleaning," 2024, Taylor and Francis Ltd. doi: 10.1080/15422119.2024.2328080.
- [26]. D. Obi, S. Onyekuru, and A. Orga, "Review of recent process developments in the field of carbon dioxide (CO₂) capture from power plants flue gases and the future perspectives," 2024, Taylor and Francis Ltd. doi: 10.1080/14786451.2024.2317137.
- [27]. C. Wagstaff, M. AlGahtani, S. Michaux, S. S. Sreedharan, D. Prabhudharwadkar, and W. Roberts, "Technology Demonstration of Multi-Species (CO₂, SO₂, NO₂, & PM) Capture," in *Society of Petroleum Engineers - ADIPEC, ADIP 2023*, Society of Petroleum Engineers, 2023. doi: 10.2118/216559-MS.
- [28]. F. W. Rashmi, A. Agarwal, J. Hrdlicka, and S. Varjani, "CO₂ Separation, Purification and Conversion to Chemicals and Fuels Energy, Environment, and Sustainability Series Editors: Avinash Kumar Agarwal · Ashok Pandey." [Online]. Available: <http://www.springer.com/series/15901>
- [16]. H. H. Cho, V. Strezov, and T. J. Evans, "Environmental impact assessment of hydrogen production via steam methane reforming based on emissions data," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 13585–13595, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.10.053.
- [17]. S. F. Xianfeng, F. Takeshi, M. Syed, and S. Karim, "Green Energy and Technology Facilitated Transport Membranes (FTMs) for CO₂ Capture: Overview and Future Trends."
- [18]. "What is Carbon Capture and Storage and How Does it Work? ; Available from: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/ccs-101-the-basics/>."
- [19]. G. H. Patel, J. Havukainen, M. Horttanainen, R. Soukka, and M. Tuomaala, "Climate change performance of hydrogen production based on life cycle assessment," *Green Chemistry*, vol. 26, no. 2, pp. 992–1006, Jan. 2024, doi: 10.1039/d3gc02410e.
- [20]. A. O. Oni, K. Anaya, T. Giwa, G. Di Lullo, and A. Kumar, "Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions," *Energy Convers Manag*, vol. 254, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115245.
- [21]. S. Yun, J. Lee, H. Cho, and J. Kim, "Oxy-fuel combustion-based blue hydrogen production with the integration of water electrolysis," *Energy Convers Manag*, vol. 291, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.117275.
- [22]. IEA, "Technology Perspectives Energy Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage CCUS in clean energy transitions," 2020. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/

- 12, pp. 441–449, 2013, doi: 10.1016/j.ijggc.2012.11.016.
- [35]. F. Normann, K. Andersson, B. Leckner, and F. Johnsson, “Emission control of nitrogen oxides in the oxy-fuel process,” Oct. 2009. doi: 10.1016/j.pecs.2009.04.002.
- [36]. S. Yadav and S. S. Mondal, “A review on the progress and prospects of oxy-fuel carbon capture and sequestration (CCS) technology,” Jan. 15, 2022, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.fuel.2021.122057.
- [37]. M. A. Habib, M. Nemitallah, and R. Ben-Mansour, “Recent development in oxy-combustion technology and its applications to gas turbine combustors and ITM reactors,” *Energy and Fuels*, vol. 27, no. 1, pp. 2–19, Jan. 2013, doi: 10.1021/ef301266j.
- [38]. F. Vega, S. Camino, J. A. Camino, J. Garrido, and B. Navarrete, “Partial oxy-combustion technology for energy efficient CO₂ capture process,” *Appl Energy*, vol. 253, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113519.
- [39]. M. Sun et al., “Synthesis strategies of metal-organic frameworks for CO₂ capture,” 2023, OAE Publishing Inc. doi: 10.20517/microstructures.2023.32.
- [40]. H. Lu, X. Ma, K. Huang, L. Fu, and M. Azimi, “Carbon dioxide transport via pipelines: A systematic review,” Sep. 01, 2020, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.jclepro.2020.121994.
- [41]. D. Damiani, J. T. Litynski, H. G. McIlvried, D. M. Vikara, and R. D. Srivastava, “The US Department of Energy’s R&D program to reduce greenhouse gas emissions through beneficial uses of carbon dioxide,” *Greenhouse Gases: Science and Technology*, vol. 2, no. 1, pp. 9–16, 2012,
- [29]. J. Boon, V. Spallina, Y. van Delft, and M. van Sint Annaland, “Comparison of the efficiency of carbon dioxide capture by sorption-enhanced water-gas shift and palladium-based membranes for power and hydrogen production,” *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 50, pp. 121–134, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.ijggc.2016.04.033.
- [30]. K. Atsonios, K. D. Panopoulos, A. Doukelis, A. Koumanakos, and E. Kakaras, “Cryogenic method for H₂ and CH₄ recovery from a rich CO₂ stream in pre-combustion carbon capture and storage schemes,” *Energy*, vol. 53, pp. 106–113, May 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.02.026.
- [31]. A. Padurean, C. C. Cormos, and P. S. Agachi, “Pre-combustion carbon dioxide capture by gas-liquid absorption for Integrated Gasification Combined Cycle power plants,” *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 7, pp. 1–11, 2012, doi: 10.1016/j.ijggc.2011.12.007.
- [32]. R. Beavis, “CACHET-II: Carbon capture and hydrogen production with membranes- A new in project in FP7-ENERGY,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2011, pp. 745–749. doi: 10.1016/j.egypro.2011.01.114.
- [33]. W. L. Theo, J. S. Lim, H. Hashim, A. A. Mustafa, and W. S. Ho, “Review of pre-combustion capture and ionic liquid in carbon capture and storage,” Dec. 01, 2016, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.09.103.
- [34]. M. T. Besong, M. M. Maroto-Valer, and A. J. Finn, “Study of design parameters affecting the performance of CO₂ purification units in oxy-fuel combustion,” *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol.

dissolution,” *Geosciences* (Switzerland), vol. 11, no. 3, pp. 1–10, Mar. 2021, doi: 10.3390/geosciences11030123.

- [49]. Y. Wu et al., “Monitoring of Carbon Dioxide Geological Utilization and Storage in China: A Review,” 2016. [Online]. Available: <https://www.tarjomano.com>
- [50]. M. Godec, S. Carpenter, and K. Coddington, “Evaluation of Technology and Policy Issues Associated with the Storage of Carbon Dioxide via Enhanced Oil Recovery in Determining the Potential for Carbon Negative Oil,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2017, pp. 6563–6578. doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1795.
- [51]. M. Wifling, “Financial precautions, carbon dioxide leakage, and the European Directive 2009/31/EC on carbon capture and storage (CCS),” *Clim Change*, vol. 163, no. 2, pp. 787–806, Nov. 2020, doi: 10.1007/s10584-020-02904-1.
- [52]. P. S. Ringrose, “Keynote speech - Large-scale CO₂ storage - How do we make it work?,” in 4th EAGE CO₂ Geological Storage Workshop 2014: Demonstrating Storage Integrity and Building Confidence in CCS, European Association of Geoscientists and Engineers, EAGE, 2014, pp. 1–6. doi: 10.3997/2214-4609.20140067.
- [53]. I. Energy Agency, “Putting CO₂ to Use Creating value from emissions,” 2019.
- [54]. A. M. Adetoye, L. O. Okojie, and D. Akerele, “Forest carbon sequestration supply function for African countries: An econometric modelling approach,” *For Policy Econ*, vol. 90, pp. 59–66, May 2018, doi: 10.1016/j.forpol.2018.01.007.
- [55]. G. H. Patel, J. Havukainen, M. Horttanainen, R. Soukka, and M. Tuomaala, doi: 10.1002/ghg.
- [42]. H. Al Baroudi et al., “Experimental investigation of liquid CO₂ discharge from the emergency release system’s coupler of a loading arm,” 2021.
- [43]. K. R. Simonsen, D. S. Hansen, and S. Pedersen, “Challenges in CO₂ transportation: Trends and perspectives,” Mar. 01, 2024, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.rser.2023.114149.
- [44]. C. Cao, H. Liu, Z. Hou, F. Mehmood, J. Liao, and W. Feng, “A review of CO₂ storage in view of safety and cost-effectiveness,” 2020, MDPI AG. doi: 10.3390/en13030600.
- [45]. X. Zhou et al., “Review of Carbon dioxide utilization and sequestration in depleted oil reservoirs,” Sep. 01, 2024, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.rser.2024.114646.
- [46]. E. Gabruś, K. Wojtacha-Rychter, T. Aleksandrak, A. Smoliński, and M. Król, “The feasibility of CO₂ emission reduction by adsorptive storage on Polish hard coals in the Upper Silesia Coal Basin: An experimental and modeling study of equilibrium, kinetics and thermodynamics,” *Science of the Total Environment*, vol. 796, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.scitotenv.2021.149064.
- [47]. J. Zhao, J. Zheng, L. Ren, R. Lin, and B. Zhou, “A review on geological storage of marine carbon dioxide: Challenges and prospects,” *Mar Pet Geol*, vol. 163, May 2024, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2024.106757.
- [48]. C. Khan, J. K. Pearce, S. D. Golding, V. Rudolph, and J. R. Underschlutz, “Carbon storage potential of north american oil & gas produced water injection with surface



- study of blue hydrogen supply network pathways,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 81, pp. 214–224, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.07.165.
- [62]. T. Kim, D. Kim, Y. Kim, and J. Park, “Design and analysis of negative CO₂ emission methanol synthesis process incorporating green hydrogen and blue hydrogen,” *J Clean Prod*, vol. 476, p. 143796, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.jclepro.2024.143796.
- [63]. Y. Ayub, J. Zhou, T. Shi, S. Toniolo, and J. Ren, “Sustainability assessment of blue hydrogen production through biomass gasification: A comparative analysis of thermal, solar, and wind energy sources,” *Bioresour Technol*, vol. 418, Feb. 2025, doi: 10.1016/j.biortech.2024.131798.
- [64]. W. Wu, H. Zhai, and E. Holubnyak, “Technological evolution of large-scale blue hydrogen production toward the U.S. Hydrogen Energy Earthshot,” *Nat Commun*, vol. 15, no. 1, Dec. 2024, doi: 10.1038/s41467-024-50090-w.
- [65]. J. F. George, V. P. Müller, J. Winkler, and M. Ragwitz, “Is blue hydrogen a bridging technology? - The limits of a CO₂ price and the role of state-induced price components for green hydrogen production in Germany,” *Energy Policy*, vol. 167, Aug. 2022, doi: 10.1016/j.enpol.2022.113072.
- [66]. L. Silvestri, S. Di Micco, A. Forcina, M. Minutillo, and A. Perna, “Power-to-hydrogen pathway in the transport sector: How to assure the economic sustainability of solar powered refueling stations,” *Energy Convers Manag*, vol. 252, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2021.115067.
- [67]. A. Oburoh, A. Oke, J. Njuguna, and M. Younas, “Blue hydrogen in the United Kingdom – A policy & environmental case
- “Climate change performance of hydrogen production based on life cycle assessment,” *Green Chemistry*, vol. 26, no. 2, pp. 992–1006, Jan. 2024, doi: 10.1039/d3gc02410e.
- [56]. S. Yun, J. Lee, H. Cho, and J. Kim, “Oxy-fuel combustion-based blue hydrogen production with the integration of water electrolysis,” *Energy Convers Manag*, vol. 291, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.117275.
- [57]. A. O. Oni, K. Anaya, T. Giwa, G. Di Lullo, and A. Kumar, “Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions,” *Energy Convers Manag*, vol. 254, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115245.
- [58]. S. G. Nnabuiife, C. K. Darko, P. C. Obiako, B. Kuang, X. Sun, and K. Jenkins, “A Comparative Analysis of Different Hydrogen Production Methods and Their Environmental Impact,” Dec. 01, 2023, Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). doi: 10.3390/cleantechnol5040067.
- [59]. A. Ozbilen, I. Dincer, and M. A. Rosen, “Comparative environmental impact and efficiency assessment of selected hydrogen production methods,” *Environ Impact Assess Rev*, vol. 42, pp. 1–9, Sep. 2013, doi: 10.1016/j.eiar.2013.03.003.
- [60]. G. Durakovic, P. C. del Granado, and A. Tomasgard, “Are green and blue hydrogen competitive or complementary? Insights from a decarbonized European power system analysis,” *Energy*, vol. 282, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.128282.
- [61]. D. Alghool, M. Haouari, and P. Trucco, “It is not the same blue: A comparative LCA



Implementation Factors, Current Status and Future Potential,” Dec. 01, 2023, Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). doi: 10.3390/en16247975.

- [75]. Y. Zhu, G. A. Keoleian, and D. R. Cooper, “The role of hydrogen in decarbonizing U.S. industry: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 214, p. 115392, May 2025, doi: 10.1016/j.rser.2025.115392.
- [76]. J. A. Gordon, N. Balta-Ozkan, A. Haq, and S. A. Nabavi, “Coupling green hydrogen production to community benefits: A pathway to social acceptance?,” *Energy Res Soc Sci*, vol. 110, Apr. 2024, doi: 10.1016/j.erss.2024.103437
- [77]. A. K. Singh, “Technological and policy directions for scaling-up blue hydrogen in India,” *Energy and Climate Change*, vol. 5, Dec. 2024, doi: 10.1016/j.egycc.2024.100149.
- [78]. M. Jaradat, S. Almashaileh, C. Bendea, A. Juaidi, G. Bendea, and T. Bungau, “Green Hydrogen in Focus: A Review of Production Technologies, Policy Impact, and Market Developments,” Aug. 01, 2024, Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). doi: 10.3390/en17163992.
- study,” Jun. 01, 2025, Elsevier B.V. doi: 10.1016/j.enrev.2025.100131.
- [68]. G. Zhao, E. R. Nielsen, E. Troncoso, K. Hyde, J. S. Romeo, and M. Diderich, “Life cycle cost analysis: A case study of hydrogen energy application on the Orkney Islands,” *Int J Hydrogen Energy*, pp. 9517–9528, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.08.015.
- [69]. H. Ma, Z. Sun, Z. Xue, C. Zhang, and Z. Chen, “A systemic review of hydrogen supply chain in energy transition,” Oct. 01, 2022, Higher Education Press Limited Company. doi: 10.1007/s11708-023-0861-0.
- [70]. D. Bigestans, M. A. Cardin, and N. Kazantzis, “Economic performance evaluation of flexible centralised and decentralised blue hydrogen production systems design under uncertainty,” *Appl Energy*, vol. 352, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121944.
- [71]. IEA, “Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database,” Paris, 2023.
- [72]. H. Lu, D. Xi, and Y. F. Cheng, “Hydrogen production in integration with CCUS: A realistic strategy towards net zero,” Jan. 15, 2025, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.energy.2025.134398.
- [73]. G. Lagioia, M. P. Spinelli, and V. Amicarelli, “Blue and green hydrogen energy to meet European Union decarbonisation objectives. An overview of perspectives and the current state of affairs,” Jan. 12, 2023, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.044.
- [74]. S. Kaheel, K. A. Ibrahim, G. Fallatah, V. Lakshminarayanan, P. Luk, and Z. Luo, “Advancing Hydrogen: A Closer Look at



A Review of the Role of Carbon Capture, Storage, and Utilization Units (CCS, CCU, and CCUS) in the Transition from Gray Hydrogen to Blue Hydrogen

Milad Pirhadi¹, Sobhan Herfat², Mohsen Mazloun farsibaf³, Majid Zandi^{4*}, Ali Vatani⁵

1. M.Sc. Student, Renewable Energy Department, Energy Research Center, Faculty of Energy, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran
2. Ph.D. Student, Renewable Energy Department, Energy Research Center, Faculty of Energy, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran
3. Research and Technology Management, National Iranian Gas Company (NIGC), Tehran, Iran
4. Associate Professor, Renewable Energy Department, Energy Research Center, Faculty of Energy, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran
5. Professor, Institute of Liquefied Natural Gas (I-LNG), School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

REVIEW ARTICLE

Article History:

Received: 26 February 2025

Revised: 27 April 2025

Accepted: 07 May 2025

Keywords:

Steam Methane Reforming
Carbon Capture & Storage (CCS)
Technology Carbon Capture
Utilization & Storage Systems
(CCUS)
Carbon Capture and Utilization
without Storage (CCU)
Grey Hydrogen
Blue Hydrogen

ABSTRACT

In the global energy context, hydrogen is considered a promising clean energy source, offering a suitable alternative to traditional fossil fuels. Among various types of hydrogen, blue hydrogen plays a critical role in the transition to low-carbon energy systems. Unlike gray hydrogen, which is produced through steam methane reforming (SMR) from natural gas and is associated with significant carbon dioxide emissions, blue hydrogen utilizes carbon capture, utilization, and storage (CCS, CCU, and CCUS) technologies to capture the CO₂ generated during production. This distinction makes the conversion of gray hydrogen to blue hydrogen an effective strategy for reducing environmental impacts and controlling greenhouse gas emissions. This paper reviews common gray hydrogen production processes, including steam methane reforming, autothermal reforming, and the water-gas shift reaction, focusing on performance, operational conditions, and catalyst types. It also examines CO₂ capture technologies at three stages post-combustion, pre-combustion, and oxy-fuel combustion along with storage methods and industrial applications. Case studies of international projects are provided to evaluate the effectiveness of CCUS in blue hydrogen production. Finally, based on technical feasibility, scalability, and infrastructure investment, blue hydrogen is recognized as a viable solution for carbon reduction and sustainable energy supply.

DOR: [20.1001.1.25011084.1404.02.30](https://doi.org/10.1001.1.25011084.1404.02.30)

How to cite this article

M. Pirhadi, S. Herfat, M. Mazloun farsibaf, M. Zandi, A. Vatani, A Review of the Role of Carbon Capture, Storage, and Utilization Units (CCS, CCU, and CCUS) in the Transition from Gray Hydrogen to Blue Hydrogen. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2025; 12(2): 50 -72. (https://www.ijge.irangi.org/article_732240.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: m_zandi@sbu.ac.ir, (M. Zandi).

Available online 22 September 2025

25885-5251/© 2014 The Authors. Published by Iranian Gas Institute.

This is an open access article under the CC BY license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>)

