



IJGE[®]

IRANIAN JOURNAL OF GAS ENGINEERING

نشریه
مهندسی گاز
ایران

سال دوازدهم / شماره ۲ / جلد ۲۲

تابستان ۱۴۰۴

EISSN:25885-5251



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

نشریه مهندسی گاز ایران

◀ سال دوازدهم . شماره دوم . جلد بیستم و دوم . تابستان ۱۴۰۴

صاحب امتیاز: انجمن مهندسی گاز ایران
مدیر مسئول: دکتر محمدرضا امیدخواه
سر دبیر: دکتر مرتضی زیودار
دبیر تخصصی: دکتر مهدی رضوی فر
ویراستاری: ناهید امینی
صفحه آرایی: مهندس حمیدرضا کریمی
کارشناس نشریه: مهندس میثم غلامی پور
شماره شاپا: ۲۵۸۸-۵۲۵۱



هیأت تحریریه:

دکتر امیرحسین محمدی (دانشگاه کوازولو-ناتال، آفریقای جنوبی)
دکتر غلامرضا وکیلی نژاد (دانشگاه سلطان قابوس، عمان)
دکتر علی وطنی (دانشگاه تهران)
دکتر رضا مسیبی بیهانی (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر وحید نقی‌خانی (دانشگاه صنعتی شریف)
دکتر سید علیرضا طباطبائی نژاد (دانشگاه صنعتی سهند)
دکتر رهبر رحیمی (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
دکتر سید حسام نجیبی (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر ابوالقاسم امام زاده (دانشگاه آزاد - واحد علوم تحقیقات تهران)
دکتر مسعود آقاجانی (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر محمدرضا احسانی (دانشگاه صنعتی اصفهان)
دکتر علیمراد رشیدی (پژوهشگاه صنعت نفت)
دکتر سید رضا شادی زاده (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر محسن مسیحی (دانشگاه صنعتی شریف)
دکتر منصور فرزاد (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر محمدرضا خسروی نیکو (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر عبدالنی هاشمی (دانشگاه صنعت نفت)
دکتر لیلا خازینی (دانشگاه تبریز)
دکتر جعفر قاجار (دانشگاه شیراز)

نشانی انجمن مهندسی گاز ایران

تهران / خیابان سپهبد قرنی / نبش خیابان سپند / پلاک ۱۹۶
کدپستی: ۹۵۷۱۲-۱۵۹۸۹

پست الکترونیکی نشریه

ijge.igi@gmail.com

برای ارسال مقالات به سایت نشریه مهندسی گاز ایران
به نشانی (www.ijge.irangi.org) مراجعه فرمایید.



اعضاء هیئت داوران نشریه شماره ۲۲

- دکتر علی وطنی (دانشگاه تهران)
 دکتر عبدالله رجبی (دانشگاه تهران)
 دکتر مسعود آقاجانی (دانشگاه صنعت نفت)
 دکتر مهدی رضوی فر (دانشگاه تبریز)
 دکتر آراد کیانی (دانشگاه صنعتی امیرکبیر)
 دکتر ابوالفضل کیان (دانشگاه صنعتی اسفرااین)
 دکتر فرهاد فرامر زپور (شرکت ملی نفت ایران)
 دکتر محمدحسین صابری (دانشگاه سمنان)
 دکتر بهاره بیدار (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
 دکتر محمد رضا امیدخواه (دانشگاه تربیت مدرس)
 دکتر مجتبی ساعدی مقدم (دانشگاه صنعتی قوچان)
 دکتر مرتضی زیودار (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
 دکتر غلامرضا وکیلی نژاد (دانشگاه سلطان قابوس، عمان)
 دکتر وجیهه یوسفی (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
 دکتر محمد رضا خسروی نیکو (دانشگاه صنعت نفت)
 دکتر حسین زهدی فسایی (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
 دکتر مسعود درفشان (دانشگاه صنعتی خاتم الانبیا، بهبهان)
 دکتر حمید مقدم دیمه (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
 دکتر مستانه حاجی پور (دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات)
 دکتر میر محمد خلیلی پور لنگرودی (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
 دکتر امیرحسین محمدی (دانشگاه کوازولو-ناتال، آفریقای جنوبی)
 دکتر محمد رضا سردشتی بیرجندی (دانشگاه سیستان و بلوچستان)
 دکتر زهره خلیفات

فهرست مطالب

سرمقاله

- ۶ ضرورت نوآوری در اجرای خطوط لوله انتقال گاز
داود کرکه آبادی

مقالات

- ۸ پیش‌بینی رسوب واکس با استفاده از الگوریتم‌های یادگیری ماشین: پرسپترون چندلایه^۴ و جنگل تصادفی^۶
میلاد شاد بخت، اقبال صحرایی، احمد حسین زادگان

- ۱۸ مروری بر روش‌های کاهش گرانروی نفت خام سنگین با استفاده از نانوکاتالیست‌ها و سایر روش‌ها
آرمین ثابت قدم اصفهانی، یگانه داودیگی، رؤیا باغستانی، سید محمود لطیفی

- ۵۰ مروری بر نقش واحدهای جذب، ذخیره‌سازی و استفاده از کربن (CCU، CCS و CCUS) در گذار از هیدروژن خاکستری به هیدروژن آبی
میلاد پیرهادی، سبحان حرفت، محسن مظلوم فارسی‌باف، مجید زندی، علی وطنی

- ۷۳ دی‌اکسید کربن، چالش‌ها، منابع و کاربردهای صنعتی: مروری اجمالی بر روش‌های انتقال، جذب و کاهش انتشار
حمید مقدم دیمه

- ۹۰ بررسی اثر شرایط خشک کردن بر خواص ساختاری و عملکرد کاتالیستی کاتالیزور Fe-Co-Ni/MgO در تولید اولفین‌های سبک از گاز سنتز
سمانه وحید، وجیهه یوسفی

- ۱۰۸ سیاست‌های قانونی برای انتقال فناوری در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز
مصطفی ابراهیمی مقدم، عباس کاظمی نجف‌آبادی





سر مقاله



مهندس داود کرکه آبادی

مدیرعامل شرکت مهندسی مشاور هامون گستر صنعت

ضرورت نوآوری در اجرای خطوط لوله انتقال گاز

صنعت انتقال گاز به‌عنوان یکی از مهم‌ترین و حیاتی‌ترین زیرساخت‌های انرژی کشور، نیازمند تحول بنیادین در شیوه‌های اجرا، کنترل کیفیت و مدیریت پروژه است. با وجود دانش ارزشمند و تجربه قابل توجه متخصصان داخلی، بخش قابل‌توجهی از عملیات اجرایی خطوط لوله هنوز مبتنی بر روش‌های سنتی، تجهیزات قدیمی و استانداردهای گذشته استوار است. این وضعیت علاوه بر افزایش هزینه و زمان اجرا، ریسک‌های ایمنی را تشدید کرده و سبب کاهش عمر مفید خطوط می‌شود.

با توجه به پیشرفت‌های جهانی در حوزه مکانیزاسیون، دیجیتال‌سازی داده‌ها و توسعه مصالح نوین، بازنگری در فرآیند اجرای خطوط لوله گاز ضرورتی اجتناب‌ناپذیر است. گستردگی جغرافیایی شبکه انتقال گاز کشور و نقش راهبردی آن در تأمین انرژی، اقتضا می‌کند که روش‌های مدرن و فناوری‌های پیشرفته در تمام مراحل طراحی، اجرا و نگهداری این شبکه به‌کار گرفته شود.

تحولات جهانی صنعتی در حوزه‌های جوشکاری مکانیزه، بازرسی‌های هوشمند (رباتیک)، ماشین‌آلات و تجهیزات جدید و فوق پیشرفته در عملیات خاکی، حفاری و ترابری، پوشش‌های نوین و مدیریت یکپارچه دیجیتال پروژه، اثبات کرده‌اند که بهره‌گیری از فناوری‌های نوین می‌تواند منجر به افزایش سرعت اجرا، کاهش خطا، ارتقای ایمنی و افزایش قابل توجه طول عمر خطوط شود. بنابراین انطباق روش‌های اجرایی داخلی با فناوری‌های جدید، نه تنها یک مزیت رقابتی، بلکه ضرورت راهبردی محسوب می‌شود.

۱. چالش‌های موجود در اجرای خطوط انتقال گاز

۱-۱. تداوم اتکا به روش‌های سنتی و تجهیزات قدیمی

بخش قابل‌توجهی از ماشین‌آلات مورد استفاده در حفاری، لوله‌گذاری، حمل و نقل، نصب و جوشکاری، به‌روز نبوده و فاقد قابلیت‌های مکانیزه هستند. این امر موجب کاهش راندمان، افزایش

توقف‌های اجرای پروژه و بالا رفتن احتمال خطای انسانی می‌شود. در مقایسه با استانداردهای کشورهای پیشرو، سهم روش‌های مکانیزه در اجرای خطوط لوله کشور بسیار محدود است.

۱-۲. ضعف در سیستم‌های کنترل کیفیت و مستندسازی دیجیتال

ثبت داده‌های اجرایی، نتایج آزمون‌ها، کیفیت جوش‌ها و اطلاعات کنترل کیفیت عمدتاً به‌صورت دستی انجام می‌شود. این موضوع مانع از ردیابی دقیق، تحلیل‌های داده‌ها، استخراج الگوهای بهبود و توسعه مدیریت دانش پروژه شده و احتمال بروز خطا و دوباره‌کاری را افزایش می‌دهد.

۱-۳. افزایش هزینه و زمان اجرا

عدم هماهنگی مناسب میان واحدهای اجرایی و محدودیت در استفاده از تجهیزات مدرن، منجر به تأخیرهای زمانی و افزایش هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم پروژه می‌شود. بسیاری از مشکلات ساخت و تعمیرات نیز ناشی از عدم استفاده از فناوری‌های نوین پایش و پیش‌بینی خرابی هستند.

۱-۴. چالش‌های ایمنی و زیست‌محیطی

اتکا به ابزارهای سنتی و فقدان تجهیزات پایش هوشمند ایمنی، احتمال بروز حوادث کارگاهی، نشت، شکست و آسیب‌های زیست‌محیطی را افزایش می‌دهد. استانداردهای بین‌المللی امروز بر هوشمندسازی ایمنی، پایش لحظه‌ای و ثبت دقیق داده‌های ریسک تأکید دارند.

۲. ضرورت نوآوری و نوسازی فرایند اجرا

۲-۱. ارتقای کیفیت و کاهش خطا

بهره‌گیری از فناوری‌های نوین مانند جوشکاری مکانیزه، پایش خودکار پارامترهای کیفیت جوش، رادیوگرافی دیجیتال

و روش‌های پیشرفته آزمون‌های غیرمخرب (NDT)، دقت عملیات را افزایش داده و خطای انسانی را به شکل مؤثری کاهش می‌دهد. کشورهای پیشرفته نرخ شکست خط را با اتکا به همین فناوری‌ها تا چندین برابر کاهش داده‌اند.

۲-۲. کاهش هزینه چرخه عمر پروژه

سرمایه‌گذاری در تجهیزات مکانیزه و سیستم‌های دیجیتال ممکن است هزینه اولیه را افزایش می‌دهد، اما کاهش هزینه‌های تعمیرات، دوباره‌کاری‌ها، توقف پروژه، خسارات خط، هزینه‌های طول عمر و خطرات عملیاتی، در مجموع موجب صرفه‌جویی قابل توجه در هزینه‌های چرخه عمر پروژه می‌شود.

۳-۲. افزایش سرعت اجرا و بهره‌وری

ماشین‌آلات مدرن لوله‌گذاری، سیستم‌های مدیریت یکپارچه پروژه مبتنی بر مدل‌های BIM و استفاده از پهپادهای پایش مسیر به‌طور قابل توجهی سرعت اجرا را بالا می‌برند و نظارت پروژه را تسهیل می‌کند.

۴-۲. انطباق با استانداردهای بین‌المللی

استانداردهایی شناخته‌شده مانند API 5L، API 1104، ASME B31.8 و ISO 15590 بر استفاده از فناوری‌های جدید و روش‌های کنترل کیفیت پیشرفته تأکید دارند. به‌روزرسانی روش‌های داخلی، هم‌راستایی با الزامات بین‌المللی موجب افزایش انطباق فنی و اعتبار مهندسی پروژه‌ها در سطح ملی و بین‌المللی می‌شود.

۳. فناوری‌ها و رویکردهای نوآورانه پیشنهادی

۱-۳. مکانیزاسیون عملیات اجرایی

- به‌کارگیری دستگاه‌های جوشکاری اتوماتیک با قابلیت پایش هم‌زمان پارامترهای فرآیند
- استفاده از ماشین‌آلات چرخشی ۳۶۰ درجه لوله‌گذار و خم‌کاری پیشرفته
- بهره‌گیری از تجهیزات مدرن خاکی و عمرانی از قبیل کانال‌کن‌ها و بیل‌های مکانیکی اسپایدر
- توسعه روش‌های نوین حفاری زیرزمینی نظیر HDD ، Micro-Tunneling برای عبور از موانع طبیعی و مصنوعی
- استفاده از سیستم‌های Smart Lifting برای کاهش ریسک ایمنی
- بهره‌گیری از ربات‌های بازرسی کنترل هوشمند (intelligent pigging)

۳-۲. دیجیتال‌سازی مدیریت پروژه

- پیاده‌سازی مدل‌های BIM در طراحی و اجرا
- استفاده از پلتفرم‌های مدیریت یکپارچه پروژه (IPMS)
- استفاده از پلتفرم‌های مدیریت یکپارچه خط لوله (PIMS)
- بهره‌گیری از پهپادها برای پایش مسیر، تطبیق نقشه‌ها و کنترل پیشرفت
- ثبت و تحلیل داده‌ها مبتنی بر Big Data و IoT

۳-۳. توسعه و به‌کارگیری مصالح و پوشش‌های نوین

- استفاده از پوشش‌های پیشرفته مانند پوشش‌های دوجزئی و پلی‌یورتان‌ها، FBE
- توسعه روش‌های محافظت کاتدی هوشمند و دیجیتال
- به‌کارگیری لوله‌های کامپوزیتی در بخش‌های خاص و غیرحساس

۴-۳. ارتقای توان فنی و مهارتی نیروی انسانی

- برگزاری دوره‌های آموزشی مطابق استانداردهای API و ASME برای کلیه سطوح
- ایجاد مراکز شبیه‌سازی عملیات نصب و جوشکاری
- تعریف نظام گواهی‌نامه‌های تخصصی متناسب با فناوری‌های نوین

۵-۳. بازنگری ساختارهای قراردادی

- ایجاد سازوکار مشوق برای توسعه نوآوری
- الزام پیمانکاران به ارائه طرح‌های بهبود فناوری
- تدوین شاخص‌های عملکرد مبتنی بر بهره‌وری و فناوری

۴. جمع‌بندی

اجرای خطوط لوله گاز با روش‌های سنتی دیگر پاسخگوی نیاز امروز صنعت انرژی کشور نیست. افزایش پیچیدگی شبکه انتقال، افزایش ضرورت بهره‌وری بیشتر، الزام به حفظ منابع ملی و ضرورت همگامی با استانداردهای جهانی، اهمیت تحول فناوری‌ها را بیش از پیش برجسته کرده است. بهره‌گیری از فناوری‌های نوین در زمینه مکانیزاسیون، کنترل کیفیت، مصالح پیشرفته و مدیریت دیجیتال پروژه می‌تواند کیفیت اجرا را ارتقا، هزینه‌ها را کاهش، ایمنی را ارتقا و عمر مفید خطوط لوله را به‌طور چشمگیر افزایش دهد. اتخاذ یک رویکردی آینده‌نگر و نوآورانه، جایگاه صنعت گاز ایران را در سطح منطقه‌ای و بین‌المللی مستحکم‌تر خواهد کرد.

آدرس پست الکترونیک: info@hamoon-gs.ir

پیش‌بینی رسوب واکس با استفاده از الگوریتم‌های یادگیری ماشین: پرسپترون چندلایه^۲ و جنگل تصادفی^۶

میلااد شاد بخت^۱، اقبال صحرايي^{۲*}، احمد حسين زادگان^۳

۱. دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

۲. دانشیار، دانشکده مهندسی نفت و گاز، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز، ایران

۳. دکترای مهندسی نفت، شرکت نفت خزر، تهران، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: sahraei@sut.ac.ir

مقاله‌ی علمی-پژوهشی

صفحه ۸ - ۱۷

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۲/۲۰

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۱۱/۱۱

چکیده

پدیده رسوب واکس یکی از چالش‌های عمده در صنعت نفت و گاز است که در مراحل تولید، انتقال و فرآوری نفت خام رخ می‌دهد. در بسیاری از پژوهش‌ها درباره دمای ظاهری واکس (WAT) تحقیق به عمل آمده اما در این پژوهش با بهره‌گیری از الگوریتم‌های هوش مصنوعی، به‌ویژه پرسپترون چند لایه خطی و جنگل تصادفی، مدلی برای پیش‌بینی رسوب واکس ارائه شد که با استفاده از داده‌های میدانی و مدل سینتیکی ریگ، راییدال و رونینگسن مدل‌های پیش‌بینی توسعه یافته و مورد ارزیابی قرار گرفتند. نتایج حاکی از دقت بالای مدل‌ها در پیش‌بینی رسوب هستند که این مدل‌ها می‌تواند در بهینه‌سازی طراحی و بهره‌برداری از خطوط لوله بسیار مؤثر باشد.

کلیدواژه‌ها: رسوب واکس، رسوب در خط لوله، هوش مصنوعی، یادگیری ماشین

۱. مقدمه

یا فرآورده‌های آن می‌شود. شرکت‌های نفتی در سراسر دنیا به دلیل کاهش تولید، هزینه مواد شیمیایی مورد نیاز، از انسداد خطوط لوله و افزایش انرژی مصرفی ناشی از ایجاد رسوبات، سالیانه میلیاردها دلار زیان متحمل می‌شوند. با کاهش ذخایر موجود و افزایش بهره‌برداری از مخازن نفت‌های سنگین و مخازن نفتی دور از ساحل، استفاده از روش‌های جدید و کاربردی برای رفع این مشکلات به یک موضوع مهم تبدیل شده است [۱].

نفت خامی که از اعماق زمین استخراج می‌شود، شامل هیدروکربورهای سنگین و نیمه سنگین می‌باشد که اشکال مختلف و خصوصیات متفاوت دارد. هیدروکربورهای سنگین شامل واکس‌ها، مواد آسفالتنی و رزین‌ها هستند

یکی از مهم‌ترین مشکلات در صنایع نفت، رسوب مواد آلی سنگین است که در نفت خام موجود می‌باشد که طی مراحل تولید، حمل و نقل و فرآوری نفت خام رخ می‌دهد. رسوب این مواد در مخازن، چاه‌های نفت، پمپ‌ها، تانک‌های ذخیره‌سازی، لوله‌های انتقال و تجهیزات پالایش، باعث اتلاف هزینه‌های فراوان می‌شود. با پیش‌بینی محل تشکیل رسوب می‌توان به کمک روش‌های مکانیکی، شیمیایی و یا تغییر شرایط محیطی، برای از بین بردن یا کاهش رسوب اقدام برنامه‌ریزی کرد. کریستالیزاسیون و رسوب ترکیبات واکسی منجر به بروز مشکلات زیادی در مراحل تولید، انتقال، ذخیره‌سازی و انجام فرآیندهای مختلف مربوط به نفت خام و

1. Wax appearance temperature



که می‌توانند به‌صورت جامد، در ترکیبات ظاهر شوند که در این بین، واکس‌ها اهمیت خاصی دارند. تغییر عواملی مانند دما، فشار و ترکیب اجزای سبک در ترکیبات نفتی، سبب تشکیل رسوب‌های واکس پارافینی جامد در این ترکیبات می‌شود. رسوب واکس تشکیل شده به‌طور عمده شامل پارافین‌ها، نفتن‌ها و به مقدار کمی از دیگر هیدروکربورها، مانند آروماتیک‌ها است. تشکیل این رسوبات در مرحله اول می‌تواند منافذ زیرزمینی را مسدود کرده، باعث کاهش شدید نفوذپذیری آن‌ها شده و راندمان استخراج نفت را کاهش دهد. در مراحل بعدی نیز تشکیل رسوبات، مشکلات زیادی را به دنبال خواهد داشت. به‌عنوان مثال تشکیل رسوبات واکس در خطوط انتقال نفت خام، می‌تواند باعث گرفتگی لوله‌ها و افزایش مقاومت در برابر جریان و در نتیجه افت فشار جریان شده و علاوه بر افزایش توان مورد نیاز جهت پمپ نمودن سیال، موجب استهلاک زودرس تأسیسات شود. تشکیل رسوبات واکس در تجهیزات پروسسی مانند مبدل‌های

حرارتی و خطوط لوله کاهش کارایی این تجهیزات را به دنبال دارد. با توجه به اینکه در فرآیندهای روغن‌سازی یکی از مراحل اصلی فرآیند، جداسازی واکس می‌باشد، اهمیت این پدیده مشخص می‌گردد. مسئله تشکیل رسوب واکس و عوامل مؤثر بر آن، سال‌های متمادی مورد بحث پژوهشگران بوده و اکثر روش‌ها و مدل‌هایی که جهت توصیف و پیش‌بینی این پدیده ارائه شده‌اند، توافق ضعیفی با داده‌های آزمایشگاهی دارند و از هیچ‌کدام نمی‌توان به‌عنوان یک راه حل عمومی، جهت پیش‌بینی این پدیده، استفاده کرد. این مدل‌ها اغلب دمای پیدایش واکس و میزان رسوب تشکیل شده را بالاتر از مقدار تجربی و آزمایشگاهی آن، تخمین می‌زنند. با توجه به توضیحات یاد شده، پیش‌بینی دمای تشکیل رسوبات واکس و در نظر گرفتن این دما در طراحی تجهیزات مربوط به استخراج، تولید و بهره‌برداری از نفت خام یا برش‌های نفتی، اهمیت خاصی دارد. مدل سازی ترمودینامیکی، یکی از راه‌های بررسی این پدیده است [۲].



شکل ۱: نمونه‌هایی از رسوب واکس

همان‌طور که در (شکل ۱) نمونه‌هایی از رسوب واکس نشان داده شده است، لایه‌بندی واکس نیز دیده می‌شود که در ادامه و برای بررسی مدل نهایی این پدیده و لایه زیرین یکی در نظر گرفته می‌شوند. واکس‌ها دسته متنوعی از ترکیبات آلی می‌باشند که جامدات چربی‌دوست و قابل‌انعطاف در نزدیکی دمای محیط هستند. آن‌ها شامل آلکان‌ها و لیپیدهای بالاتر هستند، به‌طور معمول با نقاط ذوب بالاتر از ۴۰ درجه سلسیوس (۱۰۴ درجه فارنهایت)، ذوب خواهند شد تا مایعات با ویسکوزیته کم ایجاد شود. واکس‌ها در آب

حل نمی‌شوند اما در حلال‌های غیر قطبی آلی قابل حل هستند. واکس‌های طبیعی از انواع مختلف توسط گیاهان و حیوانات تولید می‌شوند و در نفت وجود دارند. واکس‌ها ترکیبات آلی می‌باشند که به‌طور مشخص از زنجیره‌های آلکیل آلیفاتیک طولانی تشکیل شده‌اند، اگر چه ترکیبات معطر نیز ممکن است وجود داشته باشد. واکس‌های طبیعی ممکن است حاوی پیوندهای اشباع نشده باشند و شامل گروه‌های مختلف عملکردی مانند اسیدهای چرب، الکل‌های اولیه و ثانویه، کتون‌ها، آلدئیدها و استرهای اسیدهای چرب باشند. واکس‌های



مصنوعی اغلب از مجموعه‌های همولوگ هیدروکربن‌های آلیفاتیک با زنجیره بلند (آلکان‌ها یا پارافین‌ها) تشکیل شده‌اند که فاقد گروه‌های عملکردی می‌باشند. واکس موجود در نفت خام بیشتر حاوی هیدروکربن پارافین شناخته شده به‌عنوان واکس پارافین و هیدروکربن نفتیک است عنصر هیدروکربن واکس با تکیه بر شرایط جریان، یعنی فشار و دما، می‌تواند در چندین فاز مانند (گاز، مایع و ذرات جامدات) ظاهر شود. [۳]

واکس‌های نفتی را بر حسب مواد اولیه‌ای که از آن به دست می‌آیند، می‌توان به سه دسته تقسیم کرد:

الف) واکس‌های پارافین

این نوع واکس از مواد اولیه با نقطه‌جوش پایین به‌دست آمده و بیشتر ترکیبات سازنده آن از هیدروکربن‌های نرمال پارافینی تشکیل یافته است. بیشتر هیدروکربن‌های شاخه‌دار (در صورت وجود) از نوع ایزو پارافین‌ها هستند. هیدروکربن‌های سازنده واکس دارای ۲۰ تا ۴۰ مولکول کربن می‌باشند و جرم مولکولی آن‌ها بین ۲۸۰ تا ۵۶۰ متغیر است. هم‌چنین در دمای عادی جامد بوده و ویسکوزیته آن حدود ۳۵-۴۵ SUS (در ۱۰۰ درجه سلسیوس) و کریستال‌های آن به‌صورت سوزنی یا صفحه‌ای است.

ب) واکس‌های میکرو کریستال

واکس‌های میکروکریستال از واکس‌گیری مواد اولیه سنگین (مواد اولیه با نقطه‌جوش بالا) به دست می‌آیند. کریستال‌های آن از انواع پارافینی ریزتر بوده و جرم مولکولی آن حدود ۸۰۰-۴۵۰ و تعداد ترکیبات کربن سازنده آن بین ۳۲-۵۷ می‌باشد.

واکس‌های میکروکریستال در مقایسه با انواع پارافین‌ها با اسید سولفوریک، اسید نیتریک و اسید سولفونیک بهتر ترکیب می‌شوند و علت این ترکیب، وجود هیدروژن، روی کربن نوع سوم است. انواع اکسیده شده این واکس‌ها در صنایع تولیدی واکس کف اتاق (POLISH) استفاده می‌شود. هم‌چنین در تولید رنگ به‌عنوان پیگمان سوسپانسیون به کار گرفته می‌شوند.

ج) پترولاتوم

اگر عمل واکس‌گیری بر روی مواد باقی‌مانده تقطیر انجام

شود واکس حاصل را پترولاتوم می‌نامند. کریستال‌های آن از دو نوع قبلی ریزتر بوده و مقداری نفت را در خود نگه‌داری می‌کنند به‌طوری‌که معمولاً حالت ژلاتینی دارند. جرم مولکولی آن بین ۹۸۰-۵۶۰ و نقطه ذوب آن بین ۸۵-۵۵ درجه سانتی‌گراد است. در مواقعی که بخواهند پترولاتوم را بدون استفاده از حلال و حرارت پخش کنند، از پترولاتوم امولسیون شده در آب استفاده می‌شود. برای این منظور بایستی مخلوطی از واکس ذوب شده در آب داغ با استفاده از یک امولسیون کننده نظیر تترائانول آمین تهیه کرد [۴،۵].

هدف از تحقیق در این مورد این مورد است که مدل بتواند باوجود داشتن لایه زیرین رسوب واکس میزان رسوب واکس ناشی از تغییر انحنای و پسماند مایعات را پیش‌بینی کند.

۲. تئوری و روش کار

برای پیش‌بینی رسوب واکس دو مبحث وجود دارد یک مبحث تشکیل رسوب واکس و اولین نقطه رسوب واکس و دیگری مبحث افزایش قطر لایه‌های رسوبی واکس که در مبحث اولی برای رسوب واکس با استفاده از دمای ظاهری واکس می‌توان ناحیه و دما و زمانی که رسوب واکس اتفاق می‌افتد و از روش‌های دیگری می‌توان زمان و میزان رسوب افزایش رسوب را پیش‌بینی کرد برای پیش‌بینی اولیه رسوب واکس از مدل‌های ترمودینامیکی استفاده می‌شود که دمای ظاهری واکس را پیش‌بینی کنند و از مدل‌های سینتیکی برای پیش‌بینی افزایش رسوب استفاده می‌شود.

در اینجا به پنج مدل ترمودینامیکی برای رسوب واکس اشاره می‌شود:

- ۱) مدل لیرا - گالنا
- ۲) مدل اریکسون
- ۳) مدل پدرسون
- ۴) مدل ون
- ۵) مدل کوتینیو

مدل‌های گفته شده همگی مدل‌هایی هستند که با استفاده از معادلات حالت و با دارا بودن میزان کربن نفت واکسی ایجاد رسوب را در ناحیه دمایی و زمانی تخمین می‌زنند. در شمال کشور ایران و نواحی دیگر دنیا که دمای منطقه‌ای آن پایین است

1. Saybolt universal seconds

و یا در سکوها و میادینی که در درون آب قرار دارند وجود رسوب و اکس اجتناب ناپذیر است [۶,۷]. برای پیش‌بینی افزایش رسوب و اکس به‌مرور زمان چندین مدل وجود دارد که مهم‌ترین آن‌ها: ۱- مدل متزین^۱ ۲- مدل ریگ، راییدال و رونینگسن ۳- مدل دانشگاه میشیگان ۴- مدل تولسا هستند که دو مدل اولی به‌عنوان مدل‌های عمومی استفاده می‌شود و دو مدل مهم دیگر مدل‌هایی هستند که معمولاً توسط شرکت‌ها با کمک دانشگاه‌ها برای نرم‌افزارهای خصوصی استفاده می‌شود. از دو مدل عمومی در نرم‌افزار اولگا نیز استفاده شده است که با دقت بیشتری به بحث افزایش رسوب و اکس پرداخته است در این نرم‌افزار علاوه بر پارامترهای اساسی و مهمی که در مدل‌های گفته شده به جنس لوله‌هایی که در خطوط انتقال نفت به کار رفته و نوع تجهیزات سرچاهی یا درون چاهی نیز اشاره می‌شود [۸,۹].

در گذشته بسیاری از محققین درباره پیدایش و زمان پیدایش و اکس در خط لوله و چاه تحقیقاتی را انجام داده بودند. این تحقیقات مبنای بسیاری از تحقیقات نوین در بخش رسوب و اکس و میزان رسوب و اکس است به‌طور مثال در مقاله بررسی شده توسط دکتر عباس فیروزآبادی و لیرا گالنا و پرنستیز در دو مقاله به‌یاد یافتی یکی در سال ۱۹۹۰ و دیگری در سال ۱۹۹۷ یک چارچوب ترمودینامیکی برای محاسبه رسوب و اکس در مخلوط‌های نفتی در یک محدوده دمایی گسترده ایجاد شده است. این مقالات ذکر شده مطالب پایه ای هستند که براساس ترمودینامیک رسوب و اکس ارائه شده‌اند [۱۴].

در مدل‌سازی که سعی بر آن شد که بر اساس هوش مصنوعی ارائه شود ابتدا تلاش بر این شد که داده‌هایی به‌صورت میدانی داشته باشد و بتوان آن را با این مدل‌ها که به‌صورت تجربی هستند و در آزمایشگاه ایجاد شدند استفاده شود از این رو با استفاده از داده‌هایی که از میادین نفت دریای شمال اختیار بود و همچنین برخی از مقالات و آزمایشات نفتی دیگر تعداد هزار دیتای مورد نیاز برای مدل ریگ، راییدال و رونینگسن یافت شود و از این داده‌ها به‌عنوان ورودی برای مدل کار کردن با الگوریتم‌های

مختلف استفاده شد. در ابتدا با توجه به داشتن این فایل از داده‌ها و داشتن مدل ریگ، راییدال و رونینگسن که یکی از مدل‌های قوی در شناسایی و تخمین رسوب و اکس است. جدولی طراحی گردید و اساس کار این معادله از این جدول استخراج شد تا در دو الگوریتم جنگل تصادفی و پرسپترون چند لایه خطی از این جدول و این مدل استفاده شود مدل ریگ، راییدال و رونینگسن خود دارای چند بخش است که ابتدا در فرمول با توجه به تعداد لایه و اکس مجموع گرفته می‌شود که در این کار با توجه به کارهای قبل و همچنین مطالعاتی که روی نفت مناطق دریای شمال شد تعداد لایه‌های و اکس زیرین در این پژوهش یک در نظر گرفته شده است در ادامه بخش اول مدل ریگ، راییدال و رونینگسن مقدار ضریب انتشار (نفوذ) که با (D) مشخص می‌شود در تفاضل بین غلظت مولی و اکس حل شده در فاز توده نفت (C^b) و غلظت مولی و اکس حل شده در دیواره (C^w) ضرب خواهد شد سپس پارامترهای کسر محیط ترشده (S_{wet}) ، جرم مولکولی (MW) ، طول لوله (L) ، شعاع لوله (r) قرار می‌گیرند بخش اول فرمول مدل ریگ، راییدال و رونینگسن از نسبت پارامترهای گفته شده بر ضرب چگالی و اکس (ρ_i) ، اندازه لایه زیرین (Σ) به دست می‌آید به‌طور کلی فرمول بخش اول مدل ریگ، راییدال و رونینگسن به‌صورت زیر می‌باشد:

$$VOL_{wax}^{diff} = \sum_{i=1}^{NWAX} \frac{D_i(C_i^b - C_i^w)S_{wet}MW_i}{\delta\rho_i} 2\pi rL \quad (1)$$

قسمت دوم فرمول مدل ریگ، راییدال و رونینگسن از نسبت پارامترهای نرخ ثابت رسوب برشی (K^{star}) و جز حجمی و اکس تشکیل شده در درون نفت در دمای دیواره (C_{wall}) و نرخ برشی در دیواره $(\dot{\gamma})$ و سطح موجود برای رسوب (A) بر چگالی متوسط و اکس به دست می‌آید. فرمول بخش دوم مدل ریگ، راییدال و رونینگسن به شکل زیر می‌باشد.

$$VOL_{wax}^{shear} = \frac{K^* C_{wall} \dot{\gamma} A}{\rho_{wax}} \quad (2)$$

زمانی که این دو مکانیزم که در بالا به آن اشاره شد

جدول ۱: نمونه‌ای از پارامترهای مدل معادله (۱)

متغیر	واحد متغیر	مقدار متغیر
اندازه لایه زیرین (δ)	m	۰/۰۱
نرخ ثابت رسوب برشی (K^{star})	kg/m ²	۲۰۰-۶۰۰
سطح موجود برای رسوب (A)	m ²	۰/۱۴۷۸
نرخ برشی در دیواره ($\dot{\gamma}$)	s ⁻¹	۳۰-۷۰
تخلخل واکس رسوب کرده (Q)	-	۰/۰۶-۰/۰۹
ضریب انتشار نفوذ (D)	m ² /s	[۳-۹] × ۱۰ ^{-۱۱}
کسر محیط ترشده (S_{wet})	-	۰/۴
جرم مولکولی (MW)	kg/mol	۹۴-۴۱۸
طول لوله (L)	m	۱۰۰-۱۰۰۰
شعاع لوله (r)	cm	۴۷

بشمار آیند شاهد افزایش نرخ کلی رسوب واکس خواهیم بود. در بخش سوم فرمول مدل ریگ، رایدال و رونینگسن از نسبت مجموع این دو مکانیزم گفته شده در بالا بر ضریب تخلخل (Q) و طول لوله (L) و شعاع لوله (r) به دست می‌آید. به‌طور کلی روند بخش سوم مدل به شکل زیر است:

$$I_{wax} = \frac{VOL_{wax}^{diff} + VOL_{wax}^{shear}}{(1 - \phi)2\pi rL} \quad (3)$$

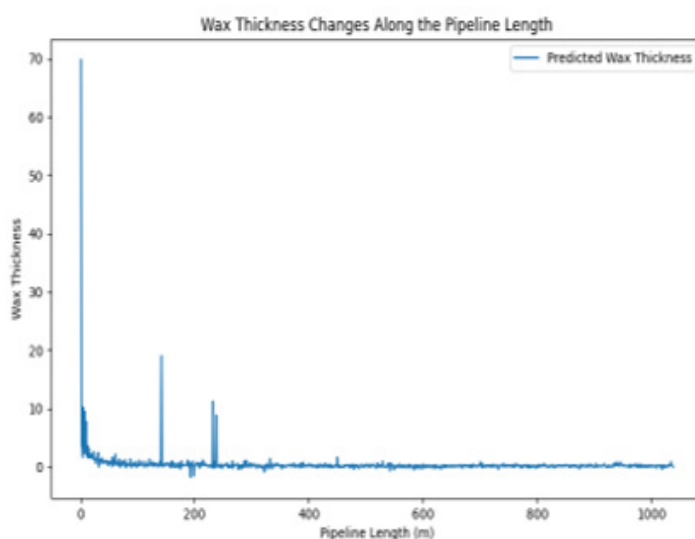
(Q) تخلخل واکس رسوب کرده می‌باشد. که در محدوده‌ی ۰/۶-۰/۹ فرض می‌شود. تخلخل واکس یک پارامتر تنظیم شونده در این مدل به شمار می‌آید [۱۰، ۱۱، ۱۲].

با دارا بودن فرمول و معادله فوق و با داشتن جدولی از داده‌های که مختصری از آن در جدول پایین ذکر شده است به ادامه مدل‌سازی بر اساس پرسپترون چند لایه خطی می‌پردازیم.

۲. نتایج و بحث

در نهایت مدل جدیدی ارائه شد که بر اساس نمودار که به‌عنوان خروجی ایجاد کرد می‌توان تغییرات افزایش رسوب واکس در طول خط لوله را بررسی کرد نموداری که شبکه عصبی مصنوعی با استفاده از روش پرسپترون چند لایه خطی ایجاد کرد را در زیر مشاهده می‌کنیم.

در مدل پرسپترون چندلایه خطی دو لایه مخفی با ۵۰ و ۱۰۰ نورون طراحی شده است که توابع مخصوص شبکه عصبی مصنوعی مدل بر روی مجموعه داده‌های آموزش و آزمایش اجرا می‌شود حال مدل آموزش دیده شده برای پیش‌بینی بر روی مجموعه داده‌های آزمایش استفاده می‌شود



شکل ۲: نمودار تغییرات رسوب نسبت به طول لوله مدل MLP^۱

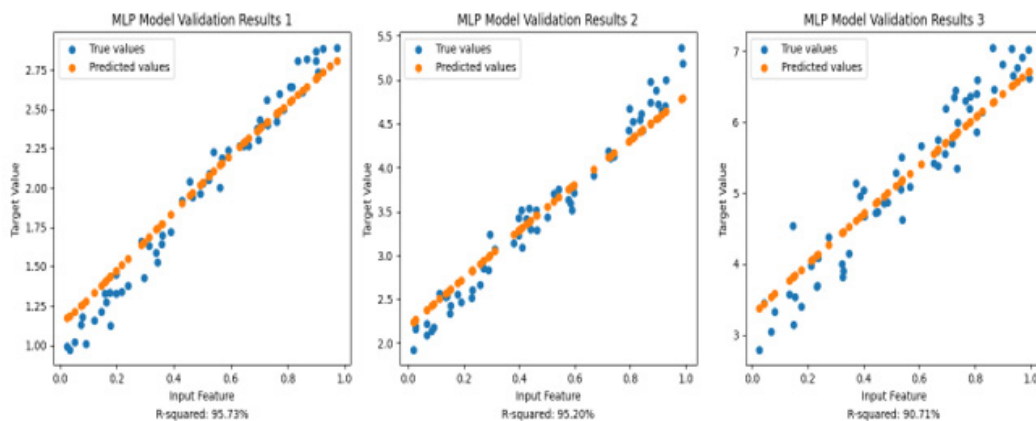
1. Multi Layer Perceptron

می‌شود. طبق مدلی که ساخته شده است توسط شبکه عصبی مصنوعی با عنوان پرسپترون چند لایه خطی حال دوباره در صحت‌سنجی این مدل دوباره ایجاد می‌شود تا این بار صحت‌سنجی مدلی که قبلاً با تعداد زیادی از داده‌ها ایجاد شده است را بررسی کند. حالا با استفاده از روش 'fit' مدل آموزش داده می‌شود و مدل آموزش دیده پیش‌بینی را بر روی داده‌های آزمایش انجام می‌دهد. در این کار سعی بر این شد که از سه مرحله آزمایش اعتبار سنجی استفاده کنیم تا بتوان بیشتر به این مدل اطمینان کرد.

در این بخش این سه مرحله اعتبارسنجی را که به‌صورت نمودار نشان داد آورده شده است لازم به توضیح است که در اینجا هم اعتبارسنجی اولیه و هم مجموع مربعات و میزان دقت آورده می‌شود

همان‌طور که در (شکل ۲) مشاهده می‌شود در ابتدای خط لوله به دلیل انحنای و پسماند مایعات مقدار بسیار کمی از رسوب واکس شکل می‌گیرد که با توجه به لایه زیرین رسوب واکس و در مقایسه با این لایه بسیار ناچیز است به‌خصوص در انتهای خط لوله این مورد ذکر شده مشاهده می‌شود. در روش پرسپترون چند لایه خطی داده‌های بسیار بالا از نظر حدود یا پایین‌تر هستند.

صحت‌سنجی در یک مدل از طریق ارزیابی عملکرد آن در پیش‌بینی مقادیر هدف یا توضیح وارد شده توسط مدل صورت می‌گیرد. در اینجا در ابتدا داده‌های تصادفی را ایجاد و انتخاب شد و داده‌ها را مجدداً به بخش آموزش و آزمایش تقسیم‌بندی شد این اقدام برای ارزیابی دقت مدل بر روی داده‌های است که مدل آن‌ها را ندیده است انجام



شکل ۳: نمای کلی اعتبار سنجی مدل MLP

الگوریتم جنگل تصادفی^۲ یکی از الگوریتم‌های یادگیری ماشین است که در دسته‌بندی و رگرسیون مورد استفاده قرار می‌گیرد این الگوریتم به‌صورت یک مدل انبوه از ترکیب چندین درخت تصمیم عمل می‌کند جنگل تصادفی نیز مانند سایر الگوریتم‌های یادگیری ماشین از چندین عمل پشت سرهم و تکرار آن‌ها برای به دست آوردن مدل استفاده می‌کند ابتدا از مجموعه تابع‌هایی که در درون خود دارد داده‌هایی به‌صورت انتخابی انتخاب می‌کند تا کار را با آموزش این داده‌ها شروع کند این نمونه‌ها با جایگذاری انتخاب می‌شوند این به این معنی است که هر نمونه یا داده می‌تواند بیشتر از یک‌بار در درخت آموزشی ظاهر شود در مرحله دیگر برای هر یک از نمونه‌های انتخاب شده یک درخت تصمیم با ویژگی‌های موجود ساخته می‌شود در مرحله تصمیم‌گیری هر درخت به‌عنوان یک کمیته عمل می‌کند

در (شکل ۳) سه مرحله اعتبارسنجی برای مدل پرسپترون چندلایه خطی انجام شد که میزان اعتبار و درصد صحیح بودن مدل در این شکل نشان شده است که پراکندگی داده در نمودار سمت راست قابل مشاهده است.

در توضیح بیشتر از این پرسپترون چند لایه باید ذکر شود که این پرسپترون چند لایه یک نوع شبکه مصنوعی و به‌طور خاص یک شبکه عصبی پیش‌خور است از یک لایه ورودی یک یا چند لایه به‌صورت پنهان و در انتها یک لایه خروجی دارد هر لایه دارای مجموعه‌ای از نورون‌ها است و هر اتصال بین نورون‌ها دارای وزن خاصی است در طول تمرین و آزمایش، مدل این وزن‌ها را تنظیم می‌کند تا تفاوت مقادیر پیش‌بینی شده و واقعی را به حداقل برساند [۱۳].

۱. منطبق کردن

2. Random Forest

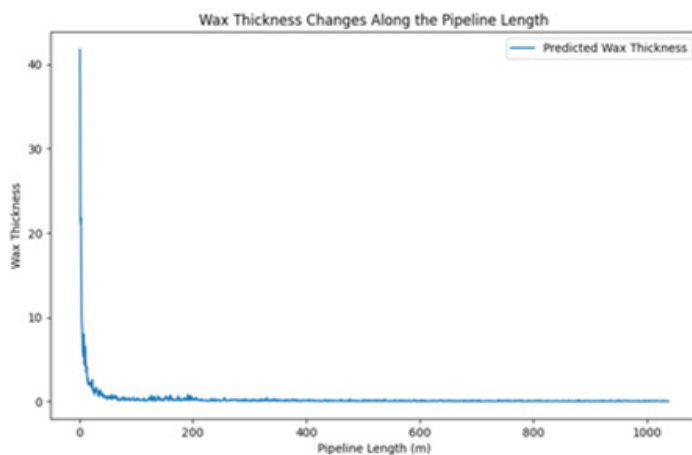


می‌شود. جنگل تصادفی به دلیل اینکه از ترکیب چند درخت به‌عنوان یک جنگل استفاده می‌کند به‌خوبی مقاومت در برابر برخی مشکلات معمول در درخت‌های تصمیم از جمله برازش بیش از حد در (Overfitting)^۱ را افزایش می‌دهد و همچنین قابلیت خوبی در کار با داده‌هایی که تعداد زیادی از ویژگی‌ها را دارا می‌باشند.

همان‌طور که از طرز کار این فرآیند استنباط شد و با توجه به اینکه این داده‌های نفتی معمولاً در برخی از مناطق خاص دارای ویژگی‌های متعدد و واگرایی زیاد هستند.

این روش بسیار مناسب برای الگوبرداری و پیش‌بینی از رسوب واکس خط لوله برحسب افزایش طول لوله است در اینجا از مدل خطی جنگل تصادفی که توضیح داده شد استفاده شده است تحت عنوان (Random Forest Regressor)^۲ که با وجود داده‌هایی از آن داده‌هایی که در مدل شبکه عصبی مصنوعی به کار برده شد در این مدل نیز استفاده می‌شود از همان مدل ریگ، رایدال و رونینگسن با همان پارامترها و متغیراتی که موجود داشت و در شبکه عصبی مصنوعی توانست مدل نسبتاً خوبی ارائه دهد این بار از همان مدل تجربی رسوب واکس ریگ، رایدال و رونینگسن با الگوریتم جنگل تصادفی استفاده شد روند کلی کار با این الگوریتم و ایجاد مدل در آن بسیار شبیه به شبکه عصبی مصنوعی است [۱۳].

با قراردادن مدل نهایی برای رسم نمودار، نمودار تغییرات افزایش رسوب واکس در خط لوله به‌صورت زیر توسط الگوریتم جنگل تصادفی ارائه شد.



شکل ۴: نمودار تغییرات رسوب نسبت به طول لوله مدل RF^۲

۱. برازش بیش از حد
۲. جنگل تصادفی خطی

3. Random Forest

در مدل ایجاد شده توسط شبکه عصبی مصنوعی مشاهده شد نمودار در ابتدا دارای بیشترین حد خود است و به مرور و رفته رفته مقدار رسوب واکس به یک میزان ثابت می رسد در (شکل ۴) و در ابتدای خط لوله جریان های نفتی که در لوله ایجاد می شوند عامل اصلی در وجود رسوب واکس هستند. در ابتدای خط لوله معمولاً در اکثر مواقع با توجه به میزان تولید از چاه و خمیدگی انحنایی که در مسیر هست مقداری از مایعات که شامل نفت واکسی و نفت های سنگین نظیر آن هستند در قسمت های پایینی لوله می مانند و در آنجا با توجه به اینکه دیگر در مسیر جریان خط لوله قرار نمی گیرند به طور محسوس با محیط خارج خط لوله تبادل گرمایی ایجاد می کنند و دما در این قسمت که دچار عقب ماندگی مایعات شده کاهش می یابد و همان طور که گفته شد دما مهم ترین عامل ایجاد رسوب واکس است لذا با وجود افت دمایی محسوسی که در این ناحیه با آن مواجه هستیم در این قسمت از خط لوله که دچار پسماند مایعات شده و به طور یکنواخت در ابتدای خط لوله نمودار به بیشترین میزان خود می رسد به این نکته نیز باید توجه داشت که در مدل و این کار در ابتدای خط لوله میزان و ضخامت لایه زیرین رسوب ۱۰ میلی متر در نظر گرفته شده است و تقریباً تا ۳۰۰ متر ابتدایی از خط لوله همین مقدار پابرجاست که خود این عامل در روند نمودار مدلی که ارائه شده سبب می شود تا داده هایی بالاتر از حد معمول ایجاد کند.

در (شکل ۴) منظور از میزان رسوب زیرین که در مطالب فوق ذکر شده آن دسته از رسوباتی است که قبل از اندازه گیری پارامترهای مدل از خط لوله گرفته شده است در فرمول ریاضی مدل متزین یکی از مهم ترین پارامترها رسوب لایه زیرین است که مقدار آن بسیار مهم است و در این پژوهش تا ۳۰۰ متر اول خط لوله میزان رسوب زیرین ۱۰ میلی متر و رفته رفته با افزایش طول خط لوله میزان رسوب لایه زیرین بیشتر در نظر گرفته شده است.

۴. نتیجه گیری

مجموعه ای از نتایج به دست آمده در زیر آورده شده اند: تشکیل رسوبات در ابتدای خط لوله یا مکان هایی که تغییر ناگهانی قطر لوله دارد رخ می دهد و می تواند باعث ایجاد رسوب خیلی کمی در ابتدای خط لوله شود البته این رسوب در مقایسه با رسوب انتهای لوله بسیار ناچیز است.

در مدل سازی که توسط شبکه عصبی مصنوعی انجام شد و به طور خاص با پرسپترون چند لایه انجام شد مشخص شد میزان دقت این مدل ۹۰/۷۱ درصد است که میزان قابل قبولی برای پیش بینی ارائه کرد و در اعتبارسنجی ها تا میزان ۹۵ درصد نیز وجود داشت.

در مدل سازی که با الگوریتم جنگل تصادفی انجام شد به دلیل وجود درخت تصمیم بهترین عملکرد از مدل مشاهده شد و میزان دقت مدل عدد ۹۰/۲۱ درصد نشان داد.

توسعه این مدل ها با در نظر گرفتن پارامتر دما در رسوب واکس می تواند مقادیر دمای ظاهری و مقادیر رسوب در انتهای خط لوله را به صورت مدلی مؤثر پیش بینی کند.

تشکر و قدردانی

این مطالعه با حمایت شرکت نفت خزر به انجام رسیده است. به همین منظور مراتب تشکر و قدردانی را از جناب آقای دکتر احمد حسین زادگان مدیر بخش بهره برداری شرکت نفت خزر و سرکار خانم حجتی مسئول بخش پژوهش و فناوری شرکت نفت خزر دارم.

مراجع:

- [1]. Jafari Behbahani T. Fundamentals of Hydrocarbon Deposition in the Oil Industry (Asphaltenes, Waxes). Tehran: Farahmand Publishing; 2015. [In Persian].
- [2]. G. W. Gilby, Chemicals in the oil industry (1983). 108-113.
- [3]. M. S. Wertheim, Fluids with Highly Directional Attractive Forces. IV. Equilibrium Polymerization May 31, 1985.
- [4]. Mozes, G., Freund, M., Csikos, R. Keszthelyi, S. "Chemical crystallographical, and Physical Properties of liquid Paraffins and Paraffins Waxes, in Paraffin Product, Properties, Technologies, Applications", Mozes, G, ED, Elsevier Scientific, New York, 1982.
- [5]. Wax Precipitation from North Sea Crude Oils. 1. Crystallization and Dissolution



- Temperatures, and Newtonian and Non-Newtonian Flow Properties. Hans Petter Ranningsen and Brit Bjamdal, June 11, 1991.
- [6]. Prediction of Wax Appearance Temperature Using Artificial Intelligent Techniques, Chahrazed Benamara, Kheira Gharbi, 2019.
- [7]. Wax deposition and prediction in petroleum pipelines, Alnaimat F, Ziauddin M, 2019.
- [8]. A review of wax formation/mitigation technologies in the petroleum industry, Meagan white, Kelly Pierce, 2018.
- [9]. A review. (PDF) Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review, A. L. Sousa · H. A. Matos · L. P. Guerreiro, 2019.
- [10]. Wax Deposition in Crude Oil Transport Lines and Wax Estimation Methods, Fadi Alnaimat, Mohammed Ziauddin and Bobby Mathew, 2020.
- [11]. Predicting wax deposition using robust machine learning techniques Menad Nait Amar, Ashkan Jahanbani Ghahfarokhi, 2021.
- [12]. Prediction of wax disappearance temperature using artificial neural networks, Gholamreza Moradi a, Majid Mohadesi, Mohammad Reza Moradi., 2013.
- [13]. Artificial Intelligence: A Modern Approach, Russell و Peter Norvig.
- [14]. Thermodynamics of Wax Precipitation in Petroleum Mixtures, C. Lira-Galeana and A. Firoozabadi, John M. Prausnitz, 1996.



Prediction of Wax Deposition Using Machine Learning Algorithms: Multilayer Perceptron and Random Forest

Milad Shadbakhtr¹, Eghbal Sahraei^{2*}, Ahmad Hosseinzadegan³

1. M.Sc. Student in Petroleum Engineering, Faculty of Petroleum and Gas Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran
2. Associate Professor, Faculty of Petroleum and Gas Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran
3. Ph.D. Petroleum Engineering, Khazar Exploration & Production Company (KEPCO), Tehran, Iran

ARTICLE INFO

RESEARCH ARTICLE

Article History:

Received: 30 January 2025

Revised: 29 April 2025

Accepted: 10 May 2025

Keywords:

Wax deposition

Pipeline deposition

Artificial intelligence

Machine learning

ABSTRACT

The phenomenon of paraffin deposition is one of the major problems that has been permanently present in the oil and gas industry. One of these deposits is wax deposition, which is problematic in all stages of oil extraction, transportation, and processing, and has caused blockages in wells, and equipment. wells, oil transmission lines and exploitation units, and refining sites. Many of these researchers presented materials about wax apparent temperature (WAT) and thermodynamic investigation of wax deposition, which were widely used in the oil industry to predict initial deposition. In this work, models with multi-layer perceptron algorithm and random forest were created for wax deposition in the pipeline, and these models indicate that increasing the length of the pipeline can cause more wax deposition, as well as models for predicting these deposits relative to the length of the line. The tube was provided.

DOR: [20.1001.1.2409.1074.1404.02.20](https://doi.org/10.1001.1.2409.1074.1404.02.20)

How to cite this article

M. Shadbakhtr, E. Sahraei, A Hosseinzadegan, Prediction of Wax Deposition Using Machine Learning Algorithms: Multilayer Perceptron and Random Forest. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2025; 12(2): 8-17. (https://www.ijge.irangi.org/article_732238.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: sahraei@sut.ac.ir, (E. Sahraei).

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>)



مروری بر روش‌های کاهش گرانیوی نفت خام سنگین با استفاده از نانوکاتالیست‌ها و سایر روش‌ها

آرمین ثابت قدم اصفهانی^{۱*}، یگانه داودبیگی^{۲*}، رؤیا باغستانی^۴، سید محمود لطیفی^۵

۱. دانشجوی دکتری، دانشکده مهندسی مکانیک، دانشگاه صنعتی اصفهان، اصفهان، ایران

۲. شرکت گاز استان هرمزگان، صندوق پستی ۹۸۴۶۹۹۵۱۹۷، بندرعباس، ایران

۳. استادیار، گروه مهندسی شیمی، دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه هرمزگان، بندرعباس، ایران

۴. کارشناسی ارشد، گروه مهندسی ایمنی و بازرسی فنی، دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه هرمزگان، بندرعباس، ایران

۵. دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه مهندسی خوردگی و حفاظت از مواد، پردیس دریاساحلی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، بندرعباس، ایران

آدرس پست الکترونیک نویسنده مسئول مکاتبات: y.davoodbeygi@hormozgan.ac.ir

مقاله‌ی مروری

صفحه ۱۸ - ۴۹

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۲/۱۷

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۱۱/۱۳

چکیده

نفت خام سنگین به دلیل گرانیوی بالا، استخراج و حمل‌ونقل دشواری دارد که نیازمند روش‌های کارآمد کاهش گرانیوی است. این مطالعه مروری، تکنیک‌های مختلفی را با تمرکز بر نانوکاتالیست‌ها ارزیابی می‌کند. نانوکاتالیست‌هایی مانند نانوسیلیکا، نانونیکل، نانوآکسید آهن و نانوکربن، کاهش چشمگیری در گرانیوی (تا ۹۹ درصد در شرایط آزمایشگاهی) از طریق تسهیل واکنش‌های شیمیایی و تجزیه مولکولی نشان داده‌اند. کارایی آن‌ها با ترکیب با فناوری‌هایی مانند گرمایش مایکروویو و امواج فراصوت افزایش می‌یابد. با وجود پتانسیل بالا، نانوکاتالیست‌ها با چالش‌هایی نظیر پایداری در شرایط عملیاتی، هزینه‌های تولید بالا و مشکلات بازیابی مواجه هستند. روش‌های جایگزین مانند رویکردهای زیست‌فناوری با استفاده از امولسیون‌کننده‌های باکتریایی، راه‌حل‌های دوستدار محیط‌زیست با کاهش ۶۰-۸۰ درصد گرانیوی ارائه می‌دهند. تحقیقات آینده بر بهبود پایداری کاتالیست‌ها، توسعه کاتالیست‌های زیست‌سازگار و یکپارچه‌سازی با هوش مصنوعی برای بهینه‌سازی فرآیندها تمرکز خواهد داشت. این مطالعه مروری، مزایای اقتصادی و زیست‌محیطی روش‌های مبتنی بر نانوکاتالیست را برجسته می‌کند و بر لزوم تحقیقات مداوم برای غلبه بر چالش‌ها و تسهیل کاربرد صنعتی تأکید دارد.

کلید واژه‌ها: گرانیوی، نفت خام سنگین، نانوکاتالیست، روش‌های نوین، سنتز نانوکاتالیست

۱. مقدمه

تقاضای روزافزون جهانی برای انرژی و محدودیت منابع نفت سبک، توجه به استخراج و استفاده از نفت خام سنگین را افزایش داده است. با توجه به اینکه ذخایر نفت معمولی به‌سرعت در حال کاهش هستند، کشورهای تولیدکننده نفت به دنبال بهره‌برداری از ذخایر نفت سنگین هستند که به دلیل گرانیوی بالای آن، استخراج و حمل و نقل آن چالش‌برانگیز است [۱، ۲]. این چالش‌ها نه تنها بر هزینه‌های تولید تأثیر می‌گذارند، بلکه می‌توانند بر محیط‌زیست نیز اثرات منفی داشته باشند؛ بنابراین، کاهش گرانیوی نفت سنگین به‌عنوان یک اولویت در صنعت نفت مطرح شده است.



کاهش گرانی نفت سنگین می‌تواند مزایای اقتصادی و زیست‌محیطی قابل توجهی به همراه داشته باشد. این کاهش موجب افزایش جریان در خطوط لوله، کاهش هزینه‌های مربوط به تجهیزات پیچیده و بهبود کیفیت فرآورده‌های نفتی می‌شود [۳]. همچنین، با کاهش گرانی، امکان تولید فرآورده‌های با ارزش‌تر و جلوگیری از خام‌فروشی فراهم می‌شود [۴، ۵].

تحقیقات اخیر نشان داده‌اند که روش‌های مختلفی برای کاهش گرانی نفت سنگین وجود دارد. این روش‌ها شامل گرمایش، رقیق‌سازی با حلال‌ها، تشکیل امولسیون آب و نفت و استفاده از نانوکاتالیست‌ها هستند. نانوکاتالیست‌ها مانند نانو سیلیس، نانو نیکل و نانو اکسید آهن به دلیل قابلیت‌های ویژه خود در تسهیل واکنش‌های شیمیایی و تغییر خواص فیزیکی نفت، مورد توجه ویژه‌ای قرار گرفته‌اند [۶، ۷].

در این تحقیق، مطالعه‌ای جامع بر روی روش‌های مختلف کاهش گرانی نفت سنگین انجام شده است. این مطالعه شامل بررسی نقاط قوت و ضعف هر یک از روش‌ها و تأثیر پارامترهای مختلف مانند دما، نوع حلال و اندازه فشار بر گرانی می‌باشد. نتایج آزمایش‌ها نشان‌دهنده کاهش قابل توجهی در گرانی نفت سنگین با استفاده از نانوکاتالیست‌ها بوده است که در برخی موارد این کاهش حتی تا بالای ۹۹ درصد نیز گزارش شده است.

۲. بررسی کاربرد نانوذرات در کاهش گرانی نفت سنگین

نانوذرات به‌عنوان کاتالیست‌ها در فرآیند کاهش گرانی نفت خام سنگین نقش کلیدی ایفا می‌کنند. این نانوذرات به دلیل ابعاد کوچک و ویژگی‌های کشش سطحی بالا، قابلیت بالایی برای تعامل با مولکول‌های نفت دارند. این تعاملات منجر به افزایش سرعت واکنش‌های شیمیایی و کاهش انرژی فعال مورد نیاز برای این واکنش‌ها می‌شود. در نتیجه، گرانی نفت کاهش یافته و جریان آن بهبود می‌یابد.

استفاده از نانوذرات به‌عنوان راهکاری مؤثر برای کاهش گرانی نفت، به دلیل کارایی بالا و عدم نیاز به دماهای بالا که در روش‌های سنتی معمول است، مورد توجه ویژه‌ای قرار گرفته است. علاوه بر این، این روش می‌تواند هزینه‌ها را کاهش داده و بهره‌وری را در صنعت نفت افزایش دهد [۸].

۲-۱. تأثیر انواع نانوذرات بر گرانی نفت سنگین

در مطالعه‌ای که توسط هارشکومار و همکاران [۹] انجام شده است، از سه نوع نانو ذره اکسید فلز (NiO و CuO ، Fe_2O_3) برای بررسی تأثیر آن‌ها بر گرانی نفت سنگین استفاده شد. این نانوذرات در سه غلظت مختلف (۰/۵، ۰/۱ و ۰/۵ درصد وزنی) مورد آزمایش قرار گرفتند. برای تمام مایعات مورد آزمایش، اندازه‌گیری‌های رئولوژیکی در چهار دمای مختلف از ۲۷ تا ۷۱ درجه سانتی‌گراد انجام شد.

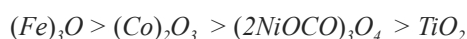
کار آزمایشگاهی با دو نمونه نفت سنگین بسیار ویسکوز با گرانی تقریباً ۷۷ و ۳۵۰ پاسکال-ثانیه در دمای محیط انجام شد. این مطالعه از نظر تنوع گرانی نمونه‌های نفت سنگین بررسی شده بی‌سابقه است؛ نمونه‌های نفت سنگین مورد استفاده در این مطالعه ۹ تا ۴۰ برابر چسبناک‌تر از نمونه‌های مورد استفاده در مطالعات مشابه قبلی بوده‌اند.

افزودن نانوذرات منجر به کاهش قابل توجه گرانی هر دو نمونه نفت سنگین شد. برای هر نوع از نانوذرات، ۵۰ تا ۷۰ درصد کاهش گرانی مشاهده گردید. میزان کاهش گرانی به انواع نانوذرات، غلظت آن‌ها و دمای سیال بستگی دارد. علاوه بر این، نتایج نشان‌دهنده این است که غلظت تأثیر زیادی در کاهش گرانی دارد؛ زیرا در غلظت بهینه حداکثر کاهش گرانی رخ می‌دهد.

۲-۲. تأثیر نانوذرات بر نقطه شروع رسوب آسفالتین^۱

نانوذرات به‌عنوان کاتالیست‌ها در فرآیند کاهش گرانی نفت خام سنگین نقش کلیدی ایفا می‌کنند. تحقیقات آزمایشگاهی انجام شده توسط افضل و همکاران [۱۰] نشان داد که شش نوع نانوذره مختلف شامل TiO_2 ، NiO ، Fe_3O_4 ، Co_3O_4 ، Al_2O_3 ، Co_2O بر روی کاهش گرانی نفت آسفالتین‌دار^۲ اثر گذارند. درصد‌های وزنی مختلف (۰/۵، ۰/۳، ۰/۱، ۰/۰۸ و ۰/۱) برای آزمون کاهش گرانی استفاده شد و برای بررسی تأثیر بر نقطه شروع رسوب آسفالتین، درصد وزنی ۰/۱ مورد استفاده قرار گرفت.

نتایج کار حاکی از آن بود که هر نوع خاص از نانوذرات عملکرد منحصر به فردی داشته و در درصد وزنی خاصی بهترین عملکرد را نشان می‌دهد. بهترین عملکرد را چهار نانوذره زیر داشته و ترتیب میزان کاهش گرانی نانوذرات به ترتیب بیان شده در زیر می‌باشد:



1. Asphaltene
2. Asphaltene-rich Oil



در حوزه نقطه شروع رسوب نیز به ترتیب نانوذرات زیر بهترین عملکرد را در به تأخیر انداختن نقطه شروع رسوب آسفالتین نشان داده‌اند:



افزودن نانوذرات به نفت موجب جداسازی آسفالتین و در نتیجه کاهش گرانشی می‌شود. برای این بررسی از دستگاه اندازه‌گیری گرانشی در دما و فشار مخزن استفاده شد. با قرار دادن نمونه نفت و افزودن نانوذرات به آن آزمایش انجام و گرانشی اندازه‌گیری شد و نتایج آزمایشگاهی به دست آمده، کاهش گرانشی در حضور نانوذرات را تأیید کرد.

عملکرد نانوذرات در جداسازی آسفالتین‌ها به دلیل سطح بالای تماس آن‌ها با مولکول‌های نفت است که منجر به کاهش تجمع آسفالتین‌ها و در نتیجه کاهش گرانشی می‌شود. این امر باعث بهبود جریان نفت در خطوط انتقال و فرآیندهای تولید می‌شود.

کاهش گرانشی نفت نه تنها باعث افزایش کارایی استخراج نفت می‌شود بلکه هزینه‌های تولید را نیز کاهش می‌دهد. با توجه به اینکه آسفالتین‌ها یکی از عوامل اصلی ایجاد مشکلات در خطوط انتقال نفت هستند، استفاده از نانوذرات به‌عنوان راهکاری مؤثر برای مدیریت این مشکلات بسیار حائز اهمیت است.

۲-۳. روش ماکروویو با حضور نانوکاتالیزورها

روش ماکروویو با حضور نانوکاتالیزورها یکی از روش‌های نوین و کارآمد در کاهش گرانشی نفت سنگین است. این روش به دلیل توانایی تولید حرارت سریع و یکنواخت از طریق تابش امواج ماکروویو، به‌طور خاص در فرآیندهای شیمیایی و پالایشی مورد توجه قرار گرفته است. نانوکاتالیزور در این روش به‌عنوان یک عامل تسریع‌کننده عمل می‌کند و با تولید حرارت، تجزیه مولکول‌های نفت را تسهیل می‌نماید.

در این فرآیند، نفت در یک مخزن قرار داده شده و نانوکاتالیزور به آن اضافه می‌گردد. سپس، امواج ماکروویو به مخزن اعمال می‌شود و با تولید حرارت توسط نانوکاتالیزور، کاهش گرانشی صورت می‌گیرد. یکی از مزایای کلیدی این روش، عدم افزایش دمای نفت است که احتمال تشکیل رسوب در لوله‌های نفتی را کاهش می‌دهد.

این ویژگی باعث می‌شود که این روش به‌عنوان یک گزینه ایمن و کارآمد برای کاهش گرانشی نفت سنگین مطرح شود.

همچنین، سادگی و کارایی این روش، آن را به یک انتخاب محبوب در صنعت نفت تبدیل کرده است.

نتایج تجربی نشان داد که حداکثر کاهش گرانشی زمانی حاصل می‌شود که محتوای آب ۵۰ درصد وزنی باشد. در این شرایط، تحت گرمایش مایکروویو با توان ۶۱۴ وات و دمای گرمایش مایکروویو ۶۸ درجه سانتی‌گراد و غلظت نانوکاتالیست نیکل ۰/۸ درصد وزنی، کاهش گرانشی به میزان ۹۶/۸۱ درصد ثبت شده است. این روش دارای مزایای زیر است:

- سرعت بالای واکنش: استفاده از گرمایش ماکروویو باعث تسریع در تجزیه مولکول‌های بزرگ نفت می‌شود.
- عدم نیاز به دماهای بالا: این روش امکان کاهش گرانشی را بدون نیاز به دماهای بالا که معمولاً در فرآیندهای سنتی لازم است، فراهم می‌کند.
- کاهش هزینه‌ها: با کاهش نیاز به تجهیزات پیچیده و زمان‌های طولانی واکنش، هزینه‌های کلی فرآیند کاهش می‌یابد.
- افزایش بهره‌وری: این روش می‌تواند بهره‌وری را در صنعت نفت افزایش دهد و مشکلات مربوط به رسوب آسفالتین‌ها را کاهش دهد [۱۱].

۲-۴. بررسی نانوذرات فلزی (فلزات واسطه)

نانوذرات فلزی، به‌ویژه فلزات واسطه مانند آهن، نیکل و مس، به‌عنوان کاتالیست‌ها در فرآیندهای کاهش گرانشی نفت سنگین مورد توجه قرار گرفته‌اند. این نانوذرات به دلیل ابعاد کوچک و ویژگی‌های خاص خود، قابلیت بالایی برای تعامل با مولکول‌های نفت دارند که منجر به افزایش سرعت واکنش‌های شیمیایی و کاهش انرژی فعال مورد نیاز برای این واکنش‌ها می‌شود. در نتیجه، گرانشی نفت کاهش یافته و جریان آن بهبود می‌یابد.

شکرلو و همکاران [۱۲] در تحقیق خود به بررسی نانوذرات فلزی از جمله آهن، نیکل، مس و میکرو ذره‌ی مس پرداخته‌اند. آن‌ها با اندازه‌گیری گرانشی نفت سنگین در دمای ۵۰ و ۱۰۰ درجه سانتی‌گراد و مقایسه نتایج به دست آمده از این تحقیق با نتایج سایر تحقیقات، به مؤثرتر بودن ذرات میکرو نسبت به ذرات نانو در کاهش گرانشی دست یافتند.

این مطالعه نشان می‌دهد که نانوذرات فلزی به‌عنوان کاتالیست‌ها می‌توانند تأثیر قابل توجهی بر روی خواص

رئولوژیکی نفت داشته باشند. استفاده از نانوذرات فلزی به عنوان کاتالیست در فرآیندهای شیمیایی، به ویژه در کاهش گرانیوی نفت سنگین، یک رویکرد نوین و مؤثر است.

۳. بررسی نانوکاتالیست های خاص

۳-۱. نانو کاتالیست سیلیس

نانو سیلیس به عنوان یک ماده پر کاربرد در صنایع مختلف از جمله پوشش دهی، رنگ و رزین، بتن، لاستیک و پلاستیک شناخته می شود. این نانوذره به دلیل اندازه نانومتری ذراتش، خواصی متفاوت و بهتر نسبت به سیلیس معمولی دارد. به طور کلی، نانو سیلیس دارای خواصی مانند بالا بودن کشش سطحی، مقاومت بالا در برابر حرارت، مقاومت بالا در برابر شکستگی و سایش، قابلیت جذب رطوبت پایین و بالا بودن شفافیت است.

از کاربردهای نانو سیلیس شامل، بهبود خواص مکانیکی و دوام بتن، افزایش مقاومت پوشش های رنگی و رزینی، پایداری لاستیک ها، بهبود خواص حرارتی پلاستیک ها اشاره کرد.

نانو سیلیس همچنین به عنوان کاتالیست در بسیاری از واکنش های شیمیایی استفاده می شود. این ماده به دلیل سطح بالایی که دارد، قابلیت جذب و فعالیت بالایی در واکنش های شیمیایی را دارا می باشد. نانوسیلیس به عنوان یک ماده آب دوست به راحتی در محلول های آبی حل می شود و به همین دلیل از آن به عنوان کاتالیست محلول در آب برای تسریع واکنش های شیمیایی استفاده می شود.

ثابت و همکاران [۱۳] در مطالعه ای مربوط به استفاده از نانوسیلیس، نتایج کاهش گرانیوی نفت خام فوق سنگین را بر اساس حرارت مستقیم و تشعشعات مایکروویو به عنوان منبع گرمایش غیرمستقیم، در حضور کاتالیزور ZSM-5 و همچنین سیلیس، خاک رس و نیکل سنتز کرده اند.

با توجه به یافته ها، نانوسیلیس بهترین کارایی را در میان سایر موارد نشان می دهد؛ زیرا باعث کاهش ۹۸/۳ درصدی گرانیوی نفت خام فوق سنگین می شود. تقریباً ۶۰ درصد گرانیوی نفت نمونه در ۹۰ ثانیه کاهش می یابد. تجزیه و تحلیل نفت ارتقاء یافته نشان می دهد که افزودن نانو کاتالیست اضافی به نفت خام فوق سنگین به دلیل تجمع نانوذرات موجب کاهش کارایی می شود.

نانوسیلیس دارای سطح بالا و ساختار پلیمری است که باعث افزایش سطح تماس بین نفت و آب می شود. به این ترتیب، نفت به خوبی با آب ترکیب شده و گرانیوی آن کاهش

می یابد. همچنین، نانوسیلیس می تواند به عنوان جاذب برای مولکول های سنگین نفت عمل کند و آن ها را به مولکول های کوچک تر و سبک تر تبدیل کند. همین فرآیند باعث کاهش گرانیوی نفت و افزایش قابلیت استخراج آن می شود.

روش های مختلفی وجود دارد که شامل سیل زدایی شیمیایی، سیل آب و رانش گاز برای تصفیه غیرحرارتی هستند؛ در حالی که تزریق بخار غرق آبی آب گرم و احتراق در محل برای تصفیه حرارتی رایج هستند و اغلب استفاده می شوند.

۳-۲. نانو کاتالیست نیکل

نانوکاتالیست نیکل، نوعی نیکل نانومتری است که اندازه ذرات آن در حدود ۱ تا ۱۰۰ نانومتر می باشد. پراکنش نانوذرات نیکل به صورت گسترده در صنایع مختلفی از جمله الکترونیک، پزشکی، فرآیندهای صنعتی و ... استفاده می شود. نانونیکل به دلیل خواص و ویژگی هایی مانند بالا بودن کشش سطحی، نسبت سطح به حجم بالا، فعالیت کاتالیستی بالا، انعطاف پذیری، مقاومت بالا به کرنش و کشش و همچنین خواص الکترونیکی و مغناطیسی بسیار ویژه، دارای کاربردهای متنوعی است.

به عنوان مثال، نانونیکل در تولید کاتالیست های نانو، باتری های لیتیوم-یون، سوزن های پزشکی، پوشش های مقاوم در برابر خوردگی، سطوح ضد عفونی کننده و همچنین در تولید فرآیندهای صنعتی مانند سنتز نانوذرات و تولید هیدروژن به کار می رود. به عنوان نوعی از نانوذرات، استفاده از نانونیکل باید با رعایت اصول ایمنی و بهداشتی مناسب صورت گیرد؛ زیرا این ذرات به دلیل اندازه کوچک خود ممکن است برای سلول ها و بافت های بدن آسیب هایی ایجاد کنند.

نانوذرات اکسید نیکل می توانند به عنوان یک عامل پایدارکننده برای امولسیون های نفت و آب استفاده شوند. با اضافه کردن این ذرات به امولسیون، پایداری آن افزایش یافته و جداسازی آن سخت تر می شود. به طور کلی، استفاده از نانوذرات اکسید نیکل می تواند به عنوان یک روش کارآمد برای کاهش گرانیوی نفت سنگین و پایدارسازی امولسیون های نفت و آب مورد استفاده قرار گیرد.

یکی از مزایای کاتالیزورهای نانوذرات، سطح نسبتاً بالای آن ها است که آن ها را برای گرمادگی کاتالیستی ایده آل می کند؛ به گونه ای که کسر سبک نفت خام را افزایش داده و در نتیجه کیفیت کلی نفت سنگین را بهبود می بخشد.





استفاده از نانوذرات به عنوان مواد پایدارساز در نفت می تواند به کاهش گرانی و بهبود جریان نفت کمک کند.

نانوذرات به دلیل اندازه کوچک تر از اندازه مولکول های نفت، درون سیستم نفت خوب جذب شده و مانع از تراکم بیشتر مولکول های نفت در هم می شوند. این امر سبب کاهش گرانی می شود. ذرات نانو نیکل با افزایش سطح تماس با مایع، پایداری بیشتری را فراهم کرده و به عنوان یک ماده جاذب جهت جذب مولکول های نفت عمل می کنند.

برای استفاده در واکنش آکواترمولیز، نفت فوق سنگین در دمای ۲۰۰ درجه سانتی گراد مورد استفاده قرار می گیرد. کاتالیزور نانو نیکل نیز با روش های میکرومولسیون تهیه شد. مشخصات میکروسکوپ الکترونی عبوری (TEM) نشان داد که اندازه کاتالیزور نانو نیکل حدود ۲/۴ نانومتر است و کاهش گرانی در حدود ۹۰/۳۶ درصد صورت گرفته است.

ترکیبات پس از واکنش تغییر کرده اند؛ همچنین کاهش آسفالتین و رزین به ترتیب ۵/۲۸ درصد و ۶/۴۸ درصد مشاهده شده است. در حالی که هیدروکربن های اشباع و آروماتیک ۶/۷۳ درصد و ۵/۰۳ درصد افزایش یافتند. بر اساس این یافته ها، سعی شده است تا نانوذرات اکسید نیکل با استفاده از روش های رسوب هم زمان به کمک مایکروویو سنتز شوند.

استفاده از $NiCl_2 \cdot 6H_2O$ به عنوان منبع نیکل با NH_4HCO_3 و اثر نانوذرات NiO بر کاهش گرانی نفت سنگین پس از واکنش کاتالیزوری آب گرم از حدود ۲۲ درصد گزارش شده است.

نانو کاتالیست های پایه نیکل می توانند به عنوان اهداکننده هیدروژن برای بهبود بیشتر ویژگی های نفت سنگین از طریق مکانیسم هایی که در واکنش گرمای توضیح داده شد مؤثر واقع شوند. ذرات نانو نیکل به دست آمده دارای قطر متوسط ۳/۶ نانومتر بودند.

در تحقیق فوق الذکر، نانو نیکل به عنوان کاتالیزور در واکنش گرمای نفت فوق سنگین در دمای ۲۸۰ درجه سانتی گراد مورد استفاده قرار گرفت. بهترین کاهش گرانی نفت سنگین در دمای ۵۰ درجه سانتی گراد تحت حضور کاتالیزور نانو نیکل با کاهش گرانی تا ۹۸ درصد به دست آمد.

علاوه بر کاهش گرانی، افزایش نسبت H/C و میزان آسفالتین، رزین و محتوای گوگرد نیز در نفت سنگین

کاتالیزوری واکنش دهنده با آکواترمولیز مشاهده شد. نانو نیکل از طریق آزمایش میکرومولسیون مجدداً در دمای واکنش بسیار پایین تر از ۲۰۰ درجه سانتی گراد نیز مورد استفاده قرار گرفت؛ اما عملکرد کاتالیزوری بالا با کاهش گرانی بیش از ۹۰ درصد به دست آمد [۱۴].

پینزون و همکاران [۱۵] نیز در مطالعه ای دیگر از نانوذره اکسید نیکل که در تولوئن توسط حمام آلتراسونیک پراکنده شده است برای کاهش گرانی نفت سنگین حاوی درصد بالایی آسفالتین استفاده کردند که نتایج نشان داد با افزودن مقدار کمی درصد وزنی نانوذرات، مقدار گرانی نفت کاهش می یابد.

۳-۳. نانو کاتالیست اکسید آهن

نانو اکسید آهن یکی از انواع نانوذرات است که از اکسید آهن به عنوان ماده اصلی تشکیل شده است. این نانوذره به علت خواص و ویژگی هایی مانند اندازه کوچک، کشش سطحی بالا، فعالیت کاتالیستی، خواص مغناطیسی و خواص نوری، در صنایع مختلفی مانند الکترونیک، نانوالکترونیک، پزشکی و صنایع شیمیایی به عنوان یک ماده پر کاربرد مورد استفاده قرار می گیرد.

در صنایع شیمیایی، نانو اکسید آهن به عنوان یک کاتالیست در فرآیندهای شیمیایی مانند تولید آمونیاک، نفت شوینده ها و گاز سنتز استفاده می شود. همچنین، این نانوذرات به عنوان یک ماده رنگ زا در تولید رنگ های نانو، رنگ های ضد خوردگی و رنگ های ضد خش در صنایع رنگ و رزین نیز به کار می روند.

به طور کلی، دو شکل نانو کاتالیست مبتنی بر آهن وجود دارد:

۱. هماتیت ($\alpha-Fe_2O_3$)

۲. مگنتیت (Fe_3O_4)

مواد مغناطیسی که با گشتاور مغناطیسی نشان داده می شوند، جاذب خوبی هستند و برای استفاده به عنوان کاتالیزور مناسب می باشند.

فری و همکاران [۱۴] در یکی از تحقیقات صورت گرفته تأثیر کاتالیزور یونی Fe^{3+} تحت روش سنتز مورد آزمایش قرار دادند که از Fe_2O_3 یا Fe و اسید سولفونیک معطر تهیه می شود. آزمایش های کاتالیزوری آکواترمولیز با استفاده از

نسبت نفت به آب ۷:۳ و ۰/۳ گرم کاتالیزور انجام شد. پس از واکنش، گرانیوی نفت در دمای ۵۰ درجه سانتی‌گراد حدود ۹۵ درصد کاهش یافت.

با تغییر ترکیبات پارامترها کیفیت بهتر نفت سنگین را نشان دادند؛ زیرا در آزمایش‌ها سطح هیدروکربن‌های اشباع و معطر و نسبت H/C افزایش یافت، در حالی که در رزین و آسفالتین این مقادیر کاهش یافتند. نانوسیال Fe_3O_4 مبتنی بر آب تأثیر مثبتی بر افزایش راندمان و کاهش گرانیوی نفت سنگین نسبت به استفاده از دیگر نانوذرات نشان داده است.

استفاده از نانوکاتالیست آهن به‌عنوان یک روش جدید و کارآمد برای کاهش گرانیوی نفت محسوب می‌شود. در این روش، ذرات نانو آهن به‌عنوان کاتالیست در نفت اضافه می‌شوند که باعث تشکیل پلیمرهایی در نفت می‌شود که گرانیوی آن را کاهش می‌دهند. همچنین، نانوکاتالیست آهن به‌عنوان یک ماده اکسیداسیون و ضد حرارت عمل کرده و باعث افزایش عمر مفید نفت می‌شود.

این روش به دلیل کارآمدی و سادگی اجرای آن، به‌عنوان یک روش پرکاربرد در صنعت نفت شناخته شده است. تحقیقات در مورد انواع روش‌های کاهش گرانیوی نفت خام سنگین نشان می‌دهد که اکثر روش‌ها پرهزینه، با ایمنی پایین و نیازمند تجهیزات زیاد و حجیم هستند که این موارد بیشتر ناشی از دما و فشار بسیار بالای این روش‌ها می‌باشد.

حال به بررسی تحقیقات صورت گرفته در حوزه استفاده‌ی هم‌زمان از امواج فراصوت به همراه نانوکاتالیست اکسید آهن پرداخته می‌شود. در این روش، امواج فراصوت به نفت اعمال شده و باعث شکسته شدن پیوندهای مولکولی نفت می‌شوند. همین موضوع باعث کاهش گرانیوی نفت شده و جریان آن را بهبود می‌بخشد.

این روش به دلیل کاهش هزینه‌ها و افزایش بازدهی در صنعت نفت و گاز، جایگزین مناسبی برای روش‌های سنتی است. با توجه به رویکردهای اصلی صنعت نفت مبنی بر استفاده از روش‌های بهره‌برداري با حداقل تخریب و آلودگی زیست‌محیطی و همچنین هزینه عملیاتی پایین، نیاز به استفاده از تکنولوژی‌های جدید مانند امواج فراصوت در این صنعت مورد توجه است.

طبق نتایج به‌دست‌آمده از آزمایشات صورت گرفته بر روی نفت، تابش امواج فراصوت با افزایش دمای نفت و تغییر در ساختار مولکولی اجزاء سازنده آن باعث کاهش گرانیوی نفت خام شده است.

استفاده ترکیبی از این روش و نانوکاتالیست اکسید آهن نشان‌دهنده تأثیر مثبت مشترک آن‌ها بر کاهش گرانیوی است [۱۶]. این نانوذرات با توجه به اندازه کوچک خود قابلیت نفوذ بیشتری دارند که منجر به افزایش سطح تماس با نفت شده و باعث کاهش گرانیوی آن می‌شوند. همچنین، این نانوذرات می‌توانند با تولید حرارت در فرآیند اصلاح نفت، باعث کاهش گرانیوی آن شوند.

۳-۴. نانوکاتالیست کربن

نانوکربن یک نوع کربن نانومتری است که اندازه ذرات آن در حدود ۱ تا ۱۰۰ نانومتر است. این نانوکربن‌ها انواع مختلفی دارند، مانند نانو لوله‌های کربنی و گرافن. نانوکربن به دلیل خواص و ویژگی‌هایی مانند کشش سطحی بالا، مقاومت بالا در برابر کشش، هدایت حرارتی و الکتریکی بالا، استحکام و سختی بالا، قابلیت انعطاف‌پذیری و وزن کم، در صنایع مختلفی از جمله الکترونیک، پزشکی، مهندسی مواد و ... استفاده می‌شود.

به‌عنوان مثال، نانو لوله‌های کربنی در ساخت باتری‌های لیتیومی، مواد کاتالیستی، ساخت سوئیچ‌های الکترونیکی و نانو ساختارهای مدارهای الکترونیکی به کار می‌روند. همچنین گرافن در تولید الکترودهای بسیار قوی، پوشش‌های شفاف الکترونیکی، حسگرهای نانو، لامپ‌های الکترونیکی و مواد کاتالیستی استفاده می‌شود.

به‌عنوان نوعی از نانوذرات، استفاده از نانوکربن باید با رعایت اصول ایمنی و بهداشتی مناسب صورت گیرد؛ زیرا این ذرات به دلیل اندازه کوچک خود ممکن است برای سلول‌ها و بافت‌های بدن آسیب‌های جدی ایجاد کنند. نانوکربن یا نانو لوله کربنی، یکی از مواد نانو ساختار است که از تک‌لایه‌های کربنی به شکل لوله تشکیل می‌شود. برخی از کاربردهای نانوکربن شامل الکترونیک، نانو الکترودها، کاتالیزورها، ترموکوپل‌ها، مواد حرارتی، مواد ساختمانی و پوشش‌های ضدزنگ است.

ثابت و همکاران [۱۷] در تحقیق دیگری از روش میکروویو در حضور نانوکاتالیست کربن استفاده کردند که کاهش گرانیوی به میزان ۹۹/۷ درصد گزارش شده است. البته این روش‌ها به علت شرایط پیچیده و تجهیزات خاص هنوز تجاری‌سازی نشده‌اند و تحقیقات بر روی آن‌ها ادامه دارد.

نانوکاتالیست کربن به دلیل سطح تماس بالایی که دارد می‌تواند با مولکول‌های نفت تعامل کند و اندازه ذرات نفت





را کاهش دهد. با کوچک شدن اندازه ذرات نفت، گرانیوی آن نیز کاهش می‌یابد و رفتار رئولوژیکی آن بهبود می‌یابد. همچنین با افزایش سطح تماس نانوکاتالیست کربن با نفت، قابلیت استخراج نفت از مخزن بهبود می‌یابد.

به‌علاوه، استفاده از نانوکاتالیست کربن به دلیل اندازه کوچک آن می‌تواند به‌عنوان یک روش ارتقاء درجا محسوب شود؛ زیرا تزریق نانوکاتالیست کربن به داخل مخزن نفت به‌صورت مستقیم در محل استخراج نفت انجام می‌شود و نیازی به حمل و نقل نفت به خارج از مخزن و اعمال فشار بر روی آن نیست.

در این روش، نانوکاتالیست کربنی با استفاده از روش‌های شیمیایی تهیه می‌شود. سپس نفت با نانوکاتالیست کربنی مخلوط شده و در یک واکنش‌گر قرار داده می‌شود. در این واکنش، با استفاده از گرمایش مایکروویو، نانوکاتالیست به‌سرعت گرم می‌شود و این گرما به نفت منتقل می‌شود. این گرما باعث تجزیه مولکول‌های بزرگ نفت به مولکول‌های کوچک‌تر می‌شود و در نتیجه گرانیوی نفت کاهش می‌یابد. این روش دارای مزایای زیر است:

- سرعت بالای واکنش: با استفاده از گرمایش مایکروویو، نانوکاتالیست کربنی به‌سرعت گرم می‌شود و به تبدیل نفت به مولکول‌های کوچک‌تر کمک می‌کند.
- کاهش هزینه: این روش هزینه کمتری نسبت به روش‌های دیگر دارد.
- عدم نیاز به مواد شیمیایی خطرناک: در این روش از مواد شیمیایی خطرناک استفاده نمی‌شود که باعث ایمن‌تر شدن فرآیند می‌شود.

در نتیجه، استفاده از نانوکاتالیست کربنی با گرمایش مایکروویو می‌تواند روشی اقتصادی و امن برای کاهش گرانیوی نفت باشد. روش‌های فعلی معمولاً به‌دماهای بالا و مدت زمان واکنش طولانی نیاز دارند که ممکن است باعث ایجاد آلودگی‌های جدی محیطی شوند.

با استفاده از نانوکاتالیست‌های کربنی، می‌توان نفت خام سنگین را در دمای نسبتاً پایین حدود ۱۵۰ درجه سانتی‌گراد به نفت سبک‌تر ارتقا داد. دمای نفت خام با حرارت دادن مایکروویو افزایش یافت. این روش دارای مزایای زیر است:

- کاهش گرانیوی بیش از ۹۶ درصد
- زمان واکنش کوتاه (کم‌تر از ۱ ساعت)
- دمای مورد نیاز پایین
- زمان رگرسیون گرانیوی طولانی

به دلیل این مزایا، ارتقاء نفت خام سنگین به نفت سبک می‌تواند ارزان‌تر و سازگارتر با محیط‌زیست باشد [۱۸].

۳-۵. نانو کره‌های فریت مس مغناطیسی (CFNS)^۲

فریت مس یک ترکیب شیمیایی است که از مس و آهن تشکیل شده و با فرمول شیمیایی $CuFe_2O_4$ شناخته می‌شود. این ترکیب یکی از فریت‌ها است که با استفاده از روش‌های شیمیایی و یا حرارتی تولید می‌شود. فریت مس به دلیل خواص و ویژگی‌هایی مانند مقاومت بالا در برابر خوردگی، مقاومت بالا در برابر حرارت، ویژگی‌های مغناطیسی، خواص نیمه‌رسانایی و قابلیت استفاده در صنایع مختلفی مانند الکترونیک، صنایع غذایی، پوشش‌دهی و... به کار می‌رود.

همچنین، نانوکره‌های فریت مس مغناطیسی (CFNS) به‌عنوان کاتالیست برای تشکیل پلیمرهایی در نفت عمل می‌کنند که گرانیوی آن را کاهش می‌دهند.

فریت مس به‌عنوان یک ماده ضد اکسیداسیون و ضد حرارت عمل کرده و باعث افزایش عمر مفید نفت می‌شود. این روش به دلیل کارآمدی و سادگی اجرای آن، به‌عنوان یک روش پرکاربرد در صنعت نفت شناخته شده است. در یک تحقیق با استفاده از روش سولوترمال^۲، CFNS سنتز شده است. آزمایش‌های جذب و دفع تأیید کردند که بیشتر آسفالتین‌های جذب‌شده می‌توانند برای استفاده مجدد از نانوذرات حذف شوند.

در طول آزمایش‌های رئولوژی، نانوذرات CFNS در سیکل اول با غلظت‌های مختلف از ۳۰۰ تا ۱۵۰۰ میلی‌گرم در لیتر ارزیابی شدند که منجر به کاهش گرانیوی ۱۸ درصدی در غلظت ۵۰۰ میلی‌گرم در لیتر شدند. نانوذرات SiO_2 برای مسائل مقایسه مورد ارزیابی قرار گرفتند و نتایج مشابهی در مورد کاهش گرانیوی به دست آمد.

پس از اندازه‌گیری، CFNS با آهن‌برداشته شد، با تولوئن شسته شد و برای چرخه دوم کاهش گرانیوی خشک شد. آزمایش رئولوژی برای بار دوم با غلظت ثابت ۵۰۰ میلی‌گرم

1. Viscosity Regression
2. Magnetic Copper Ferrite Nanospheres
3. Solvothermal method

در لیتر انجام شد و تفاوت‌های جزئی نسبت به سیکل اول مشاهده گردید.

در نهایت، تغییرات در ریزساختار نفت فوق سنگین پس از افزودن CFNS با توجه به کاهش قابل توجه مدول الاستیک و ویسکوز مشاهده شد. سیالات مختلفی مانند نفت خام سبک، نفتا، دیزل و ... همچنین گازها (عمدتاً CO₂) معمولاً برای کاهش گرانیوی نفت خام استفاده می‌شوند. با این حال، این حلال‌ها می‌توانند بی‌ثباتی آسفالتین‌ها را ایجاد کنند و بیشتر تشکیل خطوط لوله نفت را مسدود کنند.

در روشی که از عوامل کاهش‌دهنده گرانیوی مختلف بر مبنای تریپلرها استفاده شد، با کاهش ۶۰ درصدی گرانیوی با دوز ۳ درصد V/V استفاده کرده‌اند. علاوه بر این، اخیراً استفاده از نانوذرات و نانو سیال‌ها را برای کاهش گرانیوی نفت سنگین ارزیابی کرده‌اند.

نتایج این مطالعه نشان داد که استفاده از نانو کره‌های فریت مس (CFNS) قادر به افزایش جریان و تحرک نفت خام سنگین است و تکنیکی مکمل برای فرآیندهای معمولی با عملکرد امیدوارکننده برای صنعت نفت و گاز ارائه می‌کند. نتایج نشان می‌دهد که نانوذرات SiO₂ هشت نانومتر می‌توانند به‌طور انتخابی آسفالتین‌ها و رزین‌ها را روی سطح خود جذب کنند که منجر به تغییرات در دانه‌های آسفالتین و کاهش بیشتر گرانیوی می‌شود.

وقتی غلظت از ۱۰۰۰ میلی گرم در لیتر فراتر رود، تأثیر

بر کاهش گرانیوی ناچیز است و افزایش جزئی در گرانیوی ممکن است در مخلوط نفت سنگین و CFNS ظاهر شود.

بر اساس تئوری گرانیوی انیشتین، تجمع باعث می‌شود که ذرات به‌عنوان جامدات بزرگ‌تر رفتار کنند؛ برهمکنش با آسفالتین‌ها را کاهش داده و باعث افزایش گرانیوی می‌شود.

قابل ذکر است که در ۵۰۰ میلی گرم در لیتر، کاهش گرانیوی ۱۸ درصد به دست آمد که بهترین عملکرد CFNS را در طیف وسیعی از غلظت‌های ارزیابی شده نشان می‌دهد. این یک نتیجه امیدوارکننده در جستجوی طراحی نانو سیال است که قادر به افزایش فرآیندهای حمل و نقل باشد.

علاوه بر این، این فرآیند ممکن است نهایتاً باعث کاهش مصرف رقیق‌کننده‌ها با صرفه‌جویی اقتصادی و انرژی شود. نتایج قبلی نشان داد که بهترین غلظت به‌دست‌آمده برای استفاده از نانوذرات نفت سنگین در ۱۰۰۰ میلی گرم در لیتر عمدتاً برای نانوذرات SiO₂ بود [۱۹].

به‌طور خلاصه، (جدول ۱) نشان می‌دهد که نانوذرات مختلفی مانند نیکل (Ni)، اکسید آهن (Fe₂O₃) و نانو آهن مغناطیسی (Fe₃O₄) با استفاده از روش‌های سنتزی مانند میکروامولسیون، هم‌رسوبی با مایکروویو، یا ترکیب با زئولیت، توانسته‌اند گرانیوی نفت سنگین را تا ۹۸/۲ درصد کاهش دهند. عملکرد این نانوکاتالیزورها به اندازه ذرات (۶/۳ تا ۱۳۵ نانومتر) و روش سنتز مستحکم شده با فناوری‌هایی مانند مایکروویو بسیار وابسته است [۱۴].

جدول ۱: خلاصه‌ای از نانوذرات مختلف در کاهش گرانیوی نفت سنگین [۱۴]

مرجع	عملکرد کاتالیزوری	اندازه ذرات	روش سنتز	نانوذره
[۲۰]	کاهش گرانیوی: ۹۸/۲ درصد	۶/۳ نانومتر	میکروامولسیون ^۱	Ni
[۷]	کاهش گرانیوی: ۹۰/۳۶ درصد	۴/۲ نانومتر	هم رسوبی ^۲	NiO
[۲۱]	کاهش گرانیوی: ۲۲ درصد	۶۰-۷ نانومتر	مخلوط کردن اکسید آهن (Fe ₂ O ₃) با اسید سولفونیک آروماتیک	α -Fe ₂ O ₃
[۲۲]	حداکثر کاهش گرانیوی تا ۹۳/۳ درصد	-	هم رسوبی به کمک مایکروویو + تکلیس	α -Fe ₂ O ₃ /zeolite
[۲۳]	کاهش گرانیوی: ۹۵/۶ درصد	-	هم رسوبی به کمک مایکروویو	Fe ₃ O ₄
[۲۴]	کاهش گرانیوی: ۸۹ درصد	۱۳۵ نانومتر	هم رسوبی به کمک مایکروویو	Fe ₃ O ₄ /zeolite
[۲۴]	کاهش گرانیوی: ۳۰ درصد	۴۳ نانومتر	هم رسوبی به کمک مایکروویو	Fe ₃ O ₄ /zeolite
[۲۶]	کاهش گرانیوی: ۹۲ درصد	۹۶ نانومتر	هم رسوبی به کمک مایکروویو	Fe ₃ O ₄ /zeolite

1. Microemulsion
2. Co-precipitation



۴. روش‌های کاهش گرانروی با استفاده از حلال‌ها و رقیق‌کننده‌ها

۴-۱. استفاده از ترکیب حلال و نفتا

نفتا یک نوع ماده حلال است که از ترکیب هیدروکربن‌های نفتی تولید می‌شود. این ماده به دلیل خواص و ویژگی‌هایی مانند آب‌رسانی، قابلیت حلالیت، قابلیت اشتعال بالا و خواص خنثی‌کنندگی، در صنایع مختلفی مانند صنایع رنگ و رزین، پوشش‌دهی، صنایع چاپ، صنایع نساجی و ... به‌عنوان یک ماده پرکاربرد استفاده می‌شود. همچنین، به دلیل خواص اشتعال‌پذیر و قابلیت حرکت و جریان، در صنایع نفت و گاز به‌عنوان یک ماده پایه برای تولید سوخت‌های مختلف مانند بنزین و دیزل مورد استفاده قرار می‌گیرد.

دهقانی و همکاران [۲۷] در تحقیقی به بررسی ترکیب حلال و نفتا پرداخته‌اند. در این روش، مقدار زیادی حلال مورد نیاز است که می‌تواند رسوب آسفالتین ایجاد کند و خطرات زیست‌محیطی ناشی از تولید گازهای آلاینده را به همراه داشته باشد. به‌طور کلی، ترکیب حلال و نفت باعث کاهش گرانروی نفت می‌شود، زیرا حلال‌ها به‌عنوان مواد جداسازی عمل کرده و پلیمرهای طولانی را از هم جدا می‌کنند. این فرآیند منجر به کاهش گرانروی و بهبود جریان نفت می‌شود. به‌عنوان مثال، افزودن حلال‌هایی مانند بنزین، هگزان، تتراهیدروفوران و اتانول به نفت می‌تواند به کاهش گرانروی نفت منجر شود. با افزایش غلظت حلال، گرانروی نفت کاهش می‌یابد. با این حال، باید توجه داشت که استفاده از حلال‌های خاص ممکن است باعث تغییر خواص فیزیکی و شیمیایی نفت شود؛ لذا انتخاب حلال مناسب برای ترکیب با نفت باید با دقت و با توجه به شرایط خاص انجام گیرد.

نفتا نیز به‌عنوان یک حلال قدرتمند برای کاهش گرانروی نفت شناخته می‌شود. این ماده باعث جداسازی پلیمرهای طولانی در نفت شده و در نتیجه گرانروی آن را کاهش می‌دهد. همچنین، نفتا به‌عنوان یک ماده جداسازی عمل کرده و موجب جداسازی آب و دیگر مواد جامد در نفت می‌شود که این امر نیز به کاهش گرانروی نفت کمک می‌کند. در مجموع، نفتا باعث بهبود جریان نفت و کاهش گرانروی آن می‌شود.

دهقانی و همکاران [۲۷]، از روش رقیق‌سازی با استفاده از حلال‌های صنعتی و میعانات گازی بهره‌برده‌اند. در این تحقیق، گرانروی دو نمونه نفت خام سنگین ایران با اختلاط با حلال‌ها در دماهای مختلف اندازه‌گیری شده است. رقیق شدن هر دو نمونه نفت با تولوئن و هپتان منجر به کاهش

گرانروی شد؛ اما اثر آن‌ها در غلظت‌های بالاتر رقیق‌کننده کمتر معنی‌دار شد.

به دلیل تشکیل پیوندهای هیدروژنی، افزودن متانول به نفت خام سنگین منجر به افزایش گرانروی شد؛ اما افزودن میعانات گازی منجر به کاهش گرانروی هر نمونه گردید. میعانات گازی تأثیر بیشتری بر روی نفت سنگین‌تر داشته‌اند؛ هرچند که در دماهای بالاتر اثر آن کاهش یافته است. رقیق شدن با نفتا نیز گرانروی نفت سنگین را به همان روش n-هپتان و تولوئن کاهش داده است.

دوست و همکاران [۲۸] در تحقیقی دیگر اثر تلفیق امواج مافوق صوت و حلال‌ها بر کاهش گرانروی نفت کوره را بررسی کردند. ابتدا اثرات امواج التراسونیک و حلال استونیتریل در حالت تک فرکانس مطالعه شد. شرایط بهینه در دمای ۵۰ درجه سانتی‌گراد، غلظت حلال ۵ درصد و زمان پرتودهی ۵ دقیقه تعیین گردید. تقطیر و طیف API نیز به‌منظور ارزیابی کیفیت نفت کوره انجام شد.

به‌منظور بررسی فرآیند سبک‌سازی و شکست پیوندهای هیدروکربنی نفت کوره، آنالیز API صورت گرفت. نتایج نشان داد که حلال تأثیر چندانی بر این فرآیند ندارد؛ اما امواج التراسونیک باعث افزایش شاخص در منحنی تقطیر و کاهش دمای تقطیر نمونه پرتودهی شده نسبت به نمونه اصلی گزارش گردید. بدین ترتیب نقطه‌جوش اولیه ۸ درجه سانتی‌گراد و نقطه‌جوش نهایی ۲۰ درجه سانتی‌گراد کاهش یافتند.

طیف FT-IR نشان داد که شکست و کوتاه شدن زنجیره‌های هیدروکربنی در اثر پرتودهی امواج التراسونیک صورت گرفته است. تمامی آنالیزها تأییدکننده سبک‌سازی و شکست پیوندهای هیدروکربن بودند.

تلفیق امواج مافوق صوت و حلال‌ها در فرآیند کاهش گرانروی نفت کوره مؤثر است. در این فرآیند، امواج مافوق صوت باعث تولید بلورهای کوچک‌تر از حلال در نفت می‌شوند. این بلورها به‌عنوان یک ماده فعال در نفت عمل کرده و باعث کاهش گرانروی آن می‌شوند. همچنین حرارت تولید شده توسط امواج مافوق صوت باعث افزایش دمای نفت و کاهش گرانروی آن می‌شود.

حلال‌ها نیز با تغییر خواص سطحی نفت موجب کاهش گرانروی آن می‌شوند؛ بنابراین، تلفیق امواج مافوق صوت و حلال‌ها در فرآیند کاهش گرانروی نفت کوره می‌تواند به‌عنوان یک روش مؤثر برای بهبود عملکرد و کاهش هزینه‌های نفت‌کشی مورد استفاده قرار گیرد.

۲-۴. تأثیر امواج مافوق صوت در ترکیب با حلال ها

تغییرات در گرانبروی و میزان سولفور نفت خام تحت تأثیر حفره‌زایی که یک اثرگذار مهم در امواج فراصوت محسوب می‌گردد، اتفاق می‌افتد. این امواج با فشردگی و انبساطی که در نفت ایجاد می‌کنند، باعث افزایش دما و تغییراتی در مولکول‌های نفت می‌شوند. اثر تابش امواج فراصوت بر روی ذرات آسفالتین یکی دیگر از مواردی است که باعث تغییر و شکسته شدن این ذرات می‌گردد. نتایج حاصل از آزمایش‌ها نشان داده‌اند که استفاده از امواج فراصوت سبب خرد شدن ذرات آسفالتین می‌گردد و این تغییر شکل برگشتناپذیر است [۲۹]. اثر امواج آلتراسونیک بر گرانبروی دینامیکی نفت حاوی ذرات آسفالتین در خطوط انتقال، به‌عنوان یک روش فیزیکی، می‌تواند به کاهش گرانبروی نفت کمک کند. با اعمال امواج آلتراسونیک، ذرات آسفالتین در نفت به‌صورت موقت جدا شده و گرانبروی نفت کاهش می‌یابد. همچنین، این روش می‌تواند بهبود عملکرد خطوط انتقال نفت را تضمین کند و هزینه‌های تولید و جداسازی نفت را کاهش دهد.

با توجه به اینکه امواج آلتراسونیک برای جداسازی نفت و آب نیز استفاده می‌شوند، می‌توان از این روش برای بهبود فرآیند

جداسازی نفت و آب نیز بهره برد. این ویژگی به‌ویژه در شرایطی که نیاز به جداسازی مؤثر آب از نفت وجود دارد، حائز اهمیت است.

۵. روش‌های کاتالیستی کاهش گرانبروی

۱-۵. کاتالیست‌های محلول در آب

کاتالیست محلول در آب، یک ماده است که قابلیت حل شدن در آب را دارد و به‌عنوان کاتالیست در واکنش‌های شیمیایی استفاده می‌شود. بعضی از کاتالیست‌های محلول در آب شامل اسیدها، بازها و فلزات هستند. این کاتالیست‌ها در واکنش‌های شیمیایی مانند افزایش سرعت واکنش، کاهش انرژی فعال سیستم، انعطاف‌پذیری ماده و بهینه‌سازی شرایط واکنش مؤثر هستند. کاتالیست در واقع یک ماده است که سرعت واکنش در یک واکنش شیمیایی را افزایش می‌دهد، اما پس از اتمام واکنش به شکل اصلی بازیابی می‌شود. کاتالیست‌های محلول در آب در بسیاری از صنایع شیمیایی و پزشکی استفاده می‌شوند. در (جدول ۲)، نتایج مطالعات مختلفی که به بررسی تأثیر کاتالیست‌های محلول در آب برای کاهش گرانبروی و ارتقاء کیفیت نفت خام سنگین پرداخته‌اند، به‌طور خلاصه آورده شده است [۳۰].

جدول ۲: خلاصه‌ای از کاتالیست‌های محلول در آب در کاهش گرانبروی نفت خام [۳۰]

مرجع	نتایج آزمایش‌های ارتقاء کیفیت	شرایط واکنش	کاتالیست	نفت خام
[۳۱]	گوگردزدایی ۲۱ درصد، گوگردزدایی ۱۸ درصد	۳۷۵ تا ۴۱۵ درجه سانتی‌گراد	Ru Fe	Bitumen
[۳۲]	کاهش گرانبروی تا ۹۰ درصد، اثر ارتقاء کاتالیزوری: $Mo^{2+} > Co^{2+} > Fe^{2+} > Ni^{2+} > Al^{3+} > Cu^{2+} > Zn^{2+} > Mn^{2+}$ هرچه زمان تیمار طولانی‌تر باشد، اثر بهتر است.	۱۶۰ تا ۲۶۰ درجه سانتی‌گراد، ۱۰ تا ۲۵ مگا پاسکال، ۲۴ تا ۲۴۰ ساعت	Transition metals	Liaoh HO
[۳۳]	اثر ارتقاء کاتالیزوری سولفات آهن بهتر از سولفات نیکل است، اما به‌خوبی کاتالیزورهای محلول در روغن از همان گروه نیست.	۲۲۰ درجه سانتی‌گراد	Ni^{2+} Fe^{2+}	HO
[۳۴]	کاهش گرانبروی تا ۷۹ درصد	۷۰ تا ۹۰ درجه سانتی‌گراد، ۱/۰ درصد وزنی، ۷۲ ساعت، ۳ تا ۳/۵ مگا پاسکال	$[BMIM][FeC_{14}]$	GPC HO
[۳۵]	کاهش گرانبروی تا ۹۰ درصد	۲۴۰ درجه سانتی‌گراد، ۳۰ دقیقه	Ni (II) sulfate	Venezuela Bitumen
[۳۶]	کاهش گرانبروی PRB تا ۹۸/۶ درصد، حذف گوگرد ۳۶/۱ درصد، کاهش محتوای آسفالتن ۴۵/۲ درصد، کاهش گرانبروی CLB تا ۹۹/۲ درصد، حذف گوگرد ۳۱/۸ درصد، کاهش محتوای آسفالتن ۲۹/۲ درصد	۴۱۵ درجه سانتی‌گراد، ۳ ساعت	Ru (III) chloride	Peace River bitumen Cold Lake bitumen
[۳۷]	کاهش گرانبروی بیش از ۷۰ درصد	۱۸۰ درجه سانتی‌گراد	Transition metal complexes	Yumen HO
[۳۸]	حذف گوگرد THT ۶۴ درصد، حذف گوگرد TP ۵۵ درصد	۲۴۰ درجه سانتی‌گراد، ۳/۴ مگا پاسکال، ۲۸ روز	Al (III) sulfate	Tetrahydrophene; Thiophene
[۳۹]	حذف گوگرد ۴۶ درصد	۲۴۰ درجه سانتی‌گراد، ۲۸ روز	VO (II) salts	Tetrahydrophene; Thiophene

۵-۲. کاتالیست‌های محلول در نفت

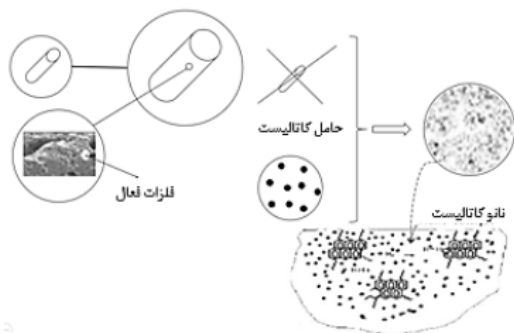
کاتالیست محلول در نفت، یک ماده کاتالیستی است که در محلول‌های نفتی استفاده می‌شود تا فرآیندهای شیمیایی را تسریع کند. این کاتالیست‌ها معمولاً شامل فلزات ترنسیشنال هستند که با رفتارهای شیمیایی خود به فرآیندهای نفت و گاز کمک می‌کنند. استفاده از کاتالیست‌های محلول در نفت، امکان آزاد شدن افزایشی از برخی مواد در دسترس دارد و بهبود در سیستم تولید نفت دارایی‌ها مانند تزریق آب و اکسیژن است. در (جدول ۳)، نتایج مطالعات مختلفی که به بررسی تأثیر کاتالیست‌های محلول در نفت برای کاهش گرانیوی نفت خام سنگین پرداخته‌اند، به‌طور خلاصه آورده شده است [۳۰].

جدول ۳: خلاصه‌ای از کاتالیست‌های محلول در نفت در کاهش گرانیوی نفت خام [۳۰]

نفت خام	کاتالیست	شرایط واکنش	نتایج آزمایش‌های ارتقاء کیفیت مرجع
HO	Ni Co	۱۸۰ درجه سانتی‌گراد	کاهش گرانیوی ۹۳/۶ درصد و حذف گوگرد ۸۷/۵ درصد [۴۰]
HO	Ni	۲۸۰ درجه سانتی‌گراد، ۸ تا ۱۰ مگا پاسکال، ۲۴ ساعت	کاهش گرانیوی ۸۷ درصد و حذف گوگرد ۸۶/۹ درصد [۴۱]
Bitumen	Aromatic copper sulfonic acid complex	۲۸۰ درجه سانتی‌گراد، ۲۴ ساعت	کاهش گرانیوی ۹۵/۵ درصد [۴۲]
EX-35 EHO	Iron sulfonate aroma	۲۰۰ درجه سانتی‌گراد، ۶ تا ۷ مگا پاسکال، ۲۴ ساعت	کاهش گرانیوی ۹۰/۷ درصد [۲۲]
Fengcheng DF2005 HO	Gemini	۳۵۰ درجه سانتی‌گراد، ۶ تا ۷ مگا پاسکال، ۱ ساعت	کاهش گرانیوی ۹۹/۳ درصد [۴۳]
HO	Molybdenum oleate	۲۴۰ درجه سانتی‌گراد، ۲۴ ساعت	کاهش گرانیوی ۹۰ درصد [۴۴]
HO	Molybdenum oleate + Emulsifier	۲۰۰ درجه سانتی‌گراد + امولسیفایر، ۲۴ ساعت	کاهش گرانیوی ۹۰ درصد [۴۵]
Omani HO	Nickel-molybdenum oleate	۲۷۷ درجه سانتی‌گراد، اتمسفر نیتروژن	کاهش گرانیوی ۶۹ درصد [۴۶]
HO	Fe ²⁺ with toluenesulfonic acid as ligand	۲۰۰ درجه سانتی‌گراد	همه شش نمونه به کاهش گرانیوی ۹۰ درصد دست یافتند [۴۷]

۵-۳. کاتالیست‌های پراکنده^۱

کاتالیست پراکنده به یک نوع از کاتالیست‌ها اطلاق می‌شود که در حالت غیرمتمرکز و یا پراکنده بر روی سطح متخلخل یک ماده قرار دارد. این نانوکاتالیست‌ها به جای قرار گرفتن روی پایه کاتالیست در سیال فرایندی مانند نفت خام سنگین باقیمانده سنگین نفتی پخش می‌شوند (شکل ۱) و به علت ساختار نانویی آن‌ها واکنش بر روی سطح مولکول‌های سنگین انجام می‌شود. کاتالیست‌های پراکنده در بسیاری از فرآیندهای شیمیایی و صنعتی به کار می‌روند [۱۷]. در (جدول ۴)، نتایج مطالعات مختلفی که به بررسی تأثیر کاتالیست‌های پراکنده برای کاهش گرانیوی نفت خام



شکل ۱: نحوه عملکرد کاتالیست‌های پراکنده [۱۷]

1. Dispersed catalysts

جدول ۴: خلاصه‌ای از کاتالیست‌های پراکنده در کاهش گرانیوی نفت خام [۳۰]

نفت خام	کاتالیست	شرایط واکنش	نتایج آزمایش‌های ارتقاء کیفیت	مرجع
Liaohe EHO	Ni	۲۸۰ درجه سانتی‌گراد، ۲۴ ساعت، ۶/۴ مگا پاسکال، ۱۰ میلی‌لیتر کاتالیزور	کاهش گرانیوی ۹۴ درصد	[۴۷]
HO	K3PMo12O40 Iron naphthenate	پیرولیز هیدروترمال	کاهش گرانیوی ۷۹ درصد، کاهش گرانیوی ۹۳ درصد	[۴۸]
Venezuelan HO	Amine chelates	۶۰ تا ۱۴۰ درجه سانتی‌گراد، ۰ تا ۲۰۰۰ ppm	حداکثر کاهش گرانیوی ۶۳ درصد	[۴۹]
Athabasca bitumen	Ni-W-Mo submicronic crystals	۳۲۰ تا ۳۸۰ درجه سانتی‌گراد، ۳/۴۵ مگا پاسکال، ۳ تا ۷۰ ساعت	کاهش گرانیوی ۹۹/۲ درصد، حذف گوگرد ۳۷/۵ درصد	[۵۰]
HO	Biofro-magnetic catalysts Surface upgrading with Pd	۴۲۵ درجه سانتی‌گراد، ۳۰ دقیقه	کاهش گرانیوی ۹۷/۸ درصد، کاهش بازده کک ۳/۳ درصد، پس از افزودن پالادیوم، کاهش گرانیوی ۹۹/۴ درصد، کاهش بازده کک ۷ درصد	[۵۱]

۴-۵. کاتالیست‌های فوق پراکنده

کاتالیست فوق پراکنده یا اسپوت کاتالیست^۱، یک نوع کاتالیست است که در آن، حجم کمی از ماده کاتالیستی در سطح یک ماده پایه فراوان قرار دارد. این نوع کاتالیست به دلیل مساحت سطح بیشتر و قابلیت افزایش تعداد پیوندهای کاتالیستی، کاربرد زیادی در فرآیندهای شیمیایی دارد. یکی از روش‌های کاهش گرانیوی نفت، استفاده از نانوکاتالیزورهای فوق پراکنده است. در (جدول ۵)، نتایج مطالعات مختلفی که به بررسی تأثیر کاتالیست‌های پراکنده برای کاهش گرانیوی نفت خام پرداخته‌اند، به‌طور خلاصه آورده شده است [۳۰].

جدول ۵: خلاصه‌ای از کاتالیست‌های فوق پراکنده در کاهش گرانیوی نفت خام [۳۰]

نفت خام	کاتالیست	شرایط واکنش	نتایج آزمایش‌های ارتقاء کیفیت	مرجع
Athabasca VR Athabasca VGO	Ni	۲۴۰ درجه سانتی‌گراد، ۱۲ ساعت	کاهش گرانیوی ۸۱ درصد	[۵۲]
HO	Supported zero-valent nano-iron-based bifunctional catalyst	۱۵۰ درجه سانتی‌گراد، ۲۴ ساعت	کاهش گرانیوی ۷۷ درصد با ذرات Fe/SiO ₂	[۵۳]
EHO	Mo-doped goethite nanorods	-	نسبت کاهش گرانیوی و کاهش گرانیوی به‌طور مؤثر بهبود یافت	[۵۴]
Athabasca Bitumen	Tri-metal catalyst (Ni-W-Mo)	۳۸۰ درجه سانتی‌گراد، ۵۰۰ دور در دقیقه، ۳ تا ۷۰ ساعت	درجه API به ۶/۵ درجه افزایش یافت، کاهش گرانیوی ۹۸ درصد	[۵۰]

۵-۵. استفاده از نانوکاتالیست در روش شکست هیدروژنی

استفاده از نانوکاتالیست‌ها به‌عنوان یک رویکرد نوین در فرآیندهای پالایش نفت، به ویژه در روش شکست هیدروژنی (هیدروکراکینگ) مورد توجه قرار گرفته است. نانوکاتالیست‌های پراکنده می‌توانند بازدهی واکنش‌های شکست را به طرز چشمگیری افزایش دهند و در شرایط مناسب، درصد کاهش گرانیوی نفت را تا ۹۹/۸ درصد بهبود بخشند.

1. Spotted catalyst



تاکسون نانوکاتالیست‌های متعددی مورد آزمایش قرار گرفته‌اند، از جمله:

- نانوکاتالیست‌های زئولیتی
- نانوکاتالیست‌های کربنی
- نانوکاتالیست‌های آهن و نیکل

این نانوکاتالیست‌ها نتایج مثبتی در کاهش گرانروی نفت نشان داده‌اند. با این حال، استفاده از این روش با چالش‌هایی مواجه است که شامل ساخت نانوکاتالیست و بستر واکنشی مناسب و همچنین جمع‌آوری آن‌ها می‌شود.

برای غلبه بر مشکلات موجود، فرآیندهایی با فناوری نوین مانند پرتو افکنی، کاویتاسیون و امواج الکترومغناطیسی در مقیاس آزمایشگاهی به کار گرفته شده‌اند. این فناوری‌ها در حضور نانوکاتالیست‌ها توانسته‌اند نتایج خوبی را در دما و فشار بسیار پایین به همراه داشته باشند.

در روش شکست هیدروژنی، با تزریق هیدروژن به داخل مخزن نفت، مولکول‌های نفت با هیدروژن واکنش داده و بخشی از آن‌ها شکسته می‌شوند. در این فرآیند، هیدروژن به‌عنوان یک عامل کاتالیستی عمل می‌کند و با تعامل با مولکول‌های نفت، آن‌ها را شکسته و به مولکول‌های کوچک‌تر تبدیل می‌کند. این تبدیل مولکولی منجر به کاهش گرانروی نفت می‌شود.

با کوچک شدن اندازه ذرات نفت، گرانروی آن کاهش یافته و رفتار رئولوژیکی آن بهبود می‌یابد. این ویژگی باعث می‌شود که نفت خام به‌راحتی قابل استخراج و انتقال باشد.

استفاده از شکست هیدروژنی به دلیل اینکه به‌صورت مستقیم در محل استخراج نفت انجام می‌شود، به‌عنوان یک روش ارتقاء درجا محسوب می‌شود. این رویکرد نه تنها هزینه‌های حمل و نقل را کاهش می‌دهد بلکه کیفیت نفت خام استخراج‌شده را نیز افزایش می‌دهد [۵۵].

۵-۶. روش Aquathermolysis تحت افزودن کاتالیزور

روش Aquathermolysis به‌عنوان یک تکنیک نوآورانه برای ارتقاء کیفیت نفت خام سنگین، به ویژه در کاهش گرانروی آن شناخته می‌شود. این روش بر ارائه کاتالیزورهای نانوذراتی مانند نانوکاتالیست‌های مبتنی بر نیکل، آهن و کبالت تمرکز دارد [۱۴]. در این فرآیند، کاتالیزور به‌عنوان یک جاذب برای گرانروی نفت عمل می‌کند. با اضافه کردن کاتالیزور به نفت و اعمال حرارت و فشار، مولکول‌های سنگین نفت به مولکول‌های کوچک‌تر و سبک‌تر تبدیل می‌شوند.

در روش Aquathermolysis، آب به‌عنوان یک عامل گرمایی و همچنین جاذب گرانروی عمل می‌کند. این فرآیند منجر به کاهش گرانروی نفت و تبدیل آن به شکل پایدارتر و قابل استفاده‌تر می‌شود. علاوه بر این، Aquathermolysis باعث شتاب‌دهی در فرآیند شکست حرارتی می‌شود و موجب صرفه‌جویی در هزینه‌های تولید می‌گردد؛ زیرا مصرف هیدروژن کاهش یافته و کاتالیزور قابل بازیافت است.

در طول واکنش Aquathermolysis، نفت سنگین با آب یا بخار در دمای ۲۰۰ تا ۲۸۰ درجه سانتی‌گراد واکنش نشان می‌دهد و زمان واکنش از چند ساعت تا چند روز متغیر است. با این حال، مشخص شده است که واکنش آبگرمولیز تنها با استفاده از هیدرولیز آب به‌خوبی پیش‌بینی نشده است. اتم‌های ناهمگن مانند نیتروژن (N)، گوگرد (S) و اکسیژن (O) در مولکول نفت سنگین می‌توانند با پیوند هیدروژنی یا نیروهای واندروالس با یکدیگر تعامل داشته باشند و پلیمریزه شوند تا مولکول‌های بزرگ‌تری تشکیل دهند. از این رو، این روش ممکن است چندان مؤثری برای کاهش گرانروی نفت سنگین نباشد.

گزارش‌ها نشان داده‌اند که امکان واکنش کاتالیزوری نفت سنگین بدون افزودن آب یا بخار یا واکنش غیر Aquathermolysis وجود دارد. با این حال، کاهش گرانروی پس از اضافه شدن آب یا بخار به یک سیستم قابل توجه‌تر خواهد بود. برای کاهش بیشتر گرانروی نفت سنگین نسبت به روش آبگرمولیز فقط با بخار، استفاده از کاتالیزور در Aquathermolysis موفقیت‌آمیز بوده است، زیرا مانع از رگرسیون ناشی از پلیمریزاسیون می‌شود و در عین حال باعث تقویت پیرولیز برای شکستن مولکول‌های بزرگ‌تر نفت سنگین به مولکول‌های کوچک‌تر و انجام واکنش‌های هم‌افزایی مانند هیدروژناسیون و باز شدن حلقه می‌شود.

شکست پیوندهای C-S موجب کاهش وزن مولکولی متوسط، کاهش گرانروی، بهبود خواص جریان و ساده‌سازی بهره‌برداری و حمل و نقل نفت سنگین می‌شود. در واقع، نه تنها پیوندهای C-S بلکه پیوندهای C-N و C-O نیز در یک واکنش کاتالیزوری Aquathermolysis شکسته می‌شوند. با این حال، به دلیل انرژی پیوند کمتر C-S، کاهش محتوای گوگرد در نفت سنگین پس از Aquathermolysis کاتالیزوری قابل توجه‌تر است.

به‌طور کلی، با کمک یک کاتالیزور در واکنش گرمایی، میزان آسفالتین‌ها و رزین‌ها کاهش یافته و در مقابل،

مقدار هیدروکربن‌های آروماتیک و هیدروکربن‌های اشباع افزایش می‌یابد. کل فرآیند Aquathermolysis با معرفی یک کاتالیزور را Aquathermolysis کاتالیستی می‌نامند. کاتالیزورهای مورد استفاده برای Aquathermolysis شامل:

- معدنی
- محلول در آب
- محلول در نفت
- پراکنده

این تنوع در نوع کاتالیزورها امکان انتخاب بهترین گزینه را بسته به شرایط خاص فرآیند فراهم می‌آورد [۱۴].

۵-۷. استفاده از افزودنی‌های اهدا کننده هیدروژن (در حضور کاتالیزور)

وجود افزودنی‌های اهدا کننده هیدروژن در فرآیند Aquathermolysis می‌تواند تأثیر مثبتی بر کاهش گرانیوی نفت سنگین داشته باشد. این اهدا کننده‌ها نه تنها به کاهش گرانیوی اضافی نفت کمک می‌کنند، بلکه پایداری این کاهش را نیز بهبود می‌بخشند. هنگامی که اهدا کننده هیدروژن به سیستم اضافه می‌شود، مزایای قابل توجهی از جمله کاهش رگرسیون گرانیوی پس از واکنش مشاهده می‌شود.

یکی از منابع مهم اهدا کننده هیدروژن، زئولیت است. زئولیت‌ها که شامل سیلیکات و آلومینات با ساختار چهاروجهی هستند، به عنوان کاتالیست در فرآوری نفت استفاده می‌شوند. در این روش، کاتالیزور به عنوان یک جاذب برای گرانیوی نفت عمل می‌کند. با افزودن کاتالیزور به نفت در حضور هیدروژن، مولکول‌های سنگین نفت به مولکول‌های کوچک‌تر و سبک‌تر تبدیل می‌شوند. این فرآیند که به عنوان کراکینگ هیدروژناسیونی شناخته می‌شود، با استفاده از هیدروژن به عنوان اهدا کننده عمل می‌کند و منجر به تبدیل مولکول‌های سنگین نفت به مولکول‌های سبک‌تر و کوچک‌تر می‌گردد.

این فرآیند نه تنها گرانیوی نفت را کاهش می‌دهد، بلکه باعث شتاب‌دهی در فرآیند شکست حرارتی نیز می‌شود. همچنین، این روش موجب صرفه‌جویی در هزینه‌های تولید می‌شود؛ زیرا مصرف هیدروژن کاهش یافته و کاتالیزور قابل باز یافت است.

در آزمایش‌های استاتیکی، درصد کاهش گرانیوی معمولاً بیشتر از آزمایش‌های دینامیکی یا درجا است. این تفاوت ناشی از شرایط پیچیده‌تر در آزمایش‌های دینامیکی است، مانند افت تدریجی دمای بخار با افزایش عمق از سطح زمین.

این شرایط باعث کاهش مقدار انرژی مورد نیاز برای انجام واکنش و همچنین محدودیت در حرکت مولکول‌ها برای تماس با نفت سنگین می‌شود [۱۴].

۵-۸. جذب کاتالیزور توسط سنگ چاه نفتی

شرایط دیگری که به کاهش گرانیوی در آزمایش‌های دینامیکی کمک می‌کند، جذب کاتالیزور توسط سنگ یا مواد معدنی داخل چاه نفت است. در این راستا، پیشرفت‌های اخیر در سنتز کاتالیزورها با هدف غلبه بر این چالش‌ها، طراحی کاتالیزورهای فعال شده در دمای پایین را شامل می‌شود. این کاتالیزورها با استفاده از تحریک امواج فراصوت یا الاستیک، به واکنش‌های کاتالیزوری Aquathermolysis کمک می‌کنند.

تحقیقات نشان داده‌اند که هر دو نوع ارتعاش (با فرکانس بالا و پایین) به فرآیند Aquathermolysis کاتالیزوری کمک می‌کند و اثرات هم‌افزایی بر عملکرد کاهش گرانیوی نفت سنگین و همچنین ترکیبات اشباع، معطر، رزین و آسفالتین ایجاد می‌نماید. در مقایسه با فرآیند کاتالیستی Aquathermolysis، Aquathermolysis کاتالیستی به کمک ارتعاش فرکانس پایین کاهش گرانیوی بهتری را تا ۶/۶ درصد با نفت خام با وزن مولکولی متوسط‌تر فراهم می‌کند.

در این روش، کاتالیزور به عنوان یک جاذب برای کاهش گرانیوی نفت عمل می‌کند. سنگ چاه نفتی که معمولاً از سنگ‌های متخلخل تشکیل شده است، قابلیت جذب کاتالیزور را دارد. با اضافه کردن کاتالیزور به نفت در حضور هیدروژن، مولکول‌های سنگین نفت به مولکول‌های کوچک‌تر و سبک‌تر تبدیل می‌شوند که این امر منجر به کاهش گرانیوی نفت می‌گردد [۱۴].

۵-۹. افزودن کاتالیزور به مخزن زیرزمینی

کاتالیزورها در فرآیندهای نفتی به عنوان عاملی مؤثر برای کاهش گرانیوی نفت مورد استفاده قرار می‌گیرند. این کاتالیزورها با افزایش دما و فشار، واکنش‌های شیمیایی را در مخزن نفت فعال می‌کنند و با تغییر ساختار مولکولی نفت، گرانیوی آن را کاهش می‌دهند.

علاوه بر این، کاتالیزورها می‌توانند به تجزیه و آسان‌سازی برخی از ترکیبات سنگین و پلیمری در نفت کمک کنند. این عمل نه تنها منجر به کاهش گرانیوی نفت می‌شود، بلکه به تولید نفت خام با کیفیت بالاتر نیز کمک می‌کند [۱۴].



۵-۱۰. ارتقای کیفیت نفت خام فوق سنگین با استفاده از سدیم مولیبدات تجاری

مسعودیان و همکاران [۵۶] در پژوهشی به بررسی استفاده مستقیم از سدیم مولیبدات تجاری به عنوان کاتالیستی در دسترس و ارزان برای ارتقای کیفیت نفت خام فوق سنگین و باقی مانده‌های سنگین نفتی پرداخته‌اند. هدف اصلی این تحقیق امکان‌سنجی ارتقای کیفیت نفت سنگین از طریق افزایش درجه API، کاهش گستره جوش و تقلیل میزان آسفالتن‌ها با استفاده از این ماده تجاری بود. آزمون‌های واکنش‌گامی در یک اتوکلاو یک لیتری با نسبت حجمی هیدروژن به هیدروکربن ۱۲۰۰، فشار ۷۰ بار، دمای ۴۴۰ درجه سانتی‌گراد، زمان اقامت ۲۰ دقیقه و درصد‌های وزنی متفاوت سدیم مولیبدات نسبت به خوراک انجام شد.

نتایج نشان داد که بازدهی ارتقای کیفیت در شرایط واکنش گاه حدود ۵۰ درصد است. افزودن مقدار بیشتر سدیم مولیبدات بر شکست ترکیبات سنگین با نقطه‌جوش بالای ۶۲۰ درجه سانتی‌گراد تأثیری نداشت، اما ارتقای کیفیت ترکیب‌های سبک‌تر را بهبود بخشید. همچنین، استفاده بیش‌تر از این کاتالیست به تشکیل مقدار قابل توجهی کک در واکنش‌گاه منجر شد [۵۷].

سدیم مولیبدات تجاری به‌عنوان یک عامل کاهش گرانیروی نفت فوق سنگین عمل می‌کند. در فرایند استفاده از این ماده، ابتدا نفت خام فوق سنگین با سدیم مولیبدات ترکیب می‌شود و سپس به یک واحد پالایشگاهی منتقل می‌شود. در این واحد، نفت خام با استفاده از فرآیندهای پالایش، به نفت خام با کیفیت بالاتر تبدیل می‌شود. استفاده از سدیم مولیبدات تجاری مزایای زیر را دارد:

- بهبود قابل توجه در کیفیت نفت خام در طولانی مدت
- قابلیت استفاده آسان
- هزینه کم

با توجه به این مزایا، سدیم مولیبدات تجاری می‌تواند به‌عنوان یک روش مؤثر در ارتقای کیفیت نفت خام فوق سنگین مورد استفاده قرار گیرد.

۵-۱۱. کراکینگ کاتالیستی^۲

کراکینگ کاتالیستی یکی از مهم‌ترین و کارآمدترین فرایندهای پالایشی است و به‌طور کلی شامل سه نوع مختلف می‌باشد: بسترسپال^۳، بستر متحرک^۴ و بستر ثابت^۵. در این روش، به دلیل افزایش سرعت واکنش‌ها در حضور کاتالیست، امکان انجام شکست در شرایط عملیاتی ملایم‌تری نسبت به کراکینگ حرارتی وجود دارد. این ویژگی موجب کاهش واکنش‌های ثانویه می‌شود. در این نوع کراکینگ، علاوه بر دما و زمان، مؤلفه‌های متعددی نیز اهمیت دارند:

۱. نوع خوراک
۲. نسبت کاتالیست مصرفی به خوراک
۳. نوع کاتالیست
۴. زمان فعالیت

در پژوهشی که ثابت و همکاران [۱۷] انجام دادند، تأثیر کاتالیست ZSM-5 بر کاهش گرانیروی نفت خام فوق سنگین با گرانیروی ۳۵۰۰۰ سانتی‌پوینز تا دمای ۴۵۰ درجه سلسیوس بررسی شد. نتایج نشان داد که در حالت گرمایش مستقیم و بدون استفاده از کاتالیست، گرانیروی تنها ۴۰ درصد تغییر کرد؛ اما در حضور کاتالیست، گرانیروی نفت فوق سنگین به میزان ۹۱/۶ درصد کاهش یافت.

کراکینگ کاتالیستی با توجه به مزایای آن در کاهش گرانیروی نفت خام و امکان انجام فرآیند در شرایط ملایم‌تر، یک گزینه مؤثر برای بهبود کیفیت نفت خام است. حضور کاتالیست می‌تواند تأثیر قابل توجهی بر عملکرد این فرایند داشته باشد و به کاهش هزینه‌ها و افزایش بهره‌وری کمک کند.

۶. روش‌های فیزیکی کاهش گرانیروی

۶-۱. روش بازیافت حرارتی

روش بازیافت حرارتی یکی از روش‌های مورد استفاده برای کاهش گرانیروی نفت است. در این روش، نفت به دمایی بالاتر از دمای اتاق گرم شده و سپس تحت فشار و با سرعت بالا به یک مخزن فشار قابل تنظیم منتقل می‌شود. حرکت چرخشی نفت در مخزن باعث کاهش تماس بین ذرات و در نتیجه کاهش گرانیروی می‌شود. روش بازیافت حرارتی دارای مزایای زیر است:

1. Residence time
2. Catalytic Cracking
3. Fluid Catalytic Cracking
4. Moving Bed Catalytic Cracking
5. Fixed Bed Catalytic Cracking

• کاهش گرانیوی نفت

• افزایش جریان نفت در لوله‌های نفتی و حفاری

• کاهش احتمال تشکیل رسوبات در لوله‌های نفتی

• افزایش عمر لوله‌ها

روش‌های مختلفی برای بازیابی حرارتی وجود دارد که شامل:

۱. تحریک بخار چرخه‌ای^۱ (CSS)

۲. سیل بخار^۲ (SF)

۳. زهکشی گرانشی به کمک بخار^۳ (SAGD)

۴. (THAI)^۴

۵. احتراق درجا^۵ (ISC)

فناوری ISC به دلیل ردپای کربن کوچک و نسبت بازیافت بالا، امکان پذیرتر، کارآمدتر و امیدوارکننده‌تر برای توسعه نفت سنگین است. مکانیسم‌های تأثیرگذار در کاهش گرانیوی نفت سنگین شامل موارد زیر است:

۱. کاتالیزورهای معدنی

۲. کاتالیزورهای محلول در آب

۳. کاتالیزورهای محلول در نفت

۴. کاتالیزورهای اسید جامد

۵. کاتالیزورهای پراکنده

۶. نانو کاتالیزورهای فوق پراکنده [۳۰].

۲-۶. روش پرتوافکنی (لیزر و سایر پرتوها)^۶

روش نوین پرتوافکنی روشی است که جهت تبدیل نفت خام سنگین به اجزاء سبک و نیز بهبود ترکیبات آن، به کار می‌رود و می‌تواند مزایای زیادی در پی داشته باشد. این روش می‌تواند توسط اشعه گاما، الکترون، پروتون و سایر پرتوها صورت پذیرد.

نتایج تحقیقات نشان می‌دهد که با افزایش دوز جذبی، سرعت کاهش گرانیوی ابتدا افزایش یافته و سپس کاهش می‌یابد. همچنین، بیشترین بازدهی در سرعت‌های دوز با دوز جذبی ۴۰۰۰ گری در هر دو فرآیند کراکینگ پرتوی و

کراکینگ پرتوی-گرمايي مشاهده شده است [۵۸].

در روش پرتوافکنی با لیزر، مراحل زیر انجام می‌شود:

۱. تابش پرتو نور لیزر: یک پرتو نور لیزر به نفت تابیده می‌شود.

۲. تغییرات در پاسخ نفت: تغییرات در پاسخ نفت به پرتو لیزر به دلیل تغییر در ویژگی‌های فیزیکی و شیمیایی نفت از جمله گرانیوی، شدت جذب نور و طول موج بازتابیده شده توسط نفت ایجاد می‌شود.

۳. کاهش گرانیوی بدون نمونه‌برداری: با استفاده از دستگاه‌های پرتوافکنی، می‌توان گرانیوی نفت را بدون نیاز به نمونه‌برداری و آزمایشگاه کاهش داد.

استفاده از روش پرتوافکنی دارای مزایای زیر است:

- امکان اندازه‌گیری و کاهش گرانیوی نفت بدون نیاز به نمونه‌برداری
- سرعت بالا در اندازه‌گیری و کاهش گرانیوی
- قابلیت استفاده در محل

رابطه بین شدت جذب نور و گرانیوی نفت به صورت زیر است:

• گرانیوی بالا: شدت جذب نور کمتر

• گرانیوی پایین: شدت جذب نور بیشتر

این روش امکان اندازه‌گیری دقیق گرانیوی نفت را فراهم می‌کند و در صورت نیاز، می‌توان از روش‌های دیگر برای کاهش گرانیوی نفت استفاده کرد.

۳-۶. روش پینچ مخازن^۷ (به‌عنوان یک روش بهبود انتقال حرارت و فشار)

پینچ مخازن به دو روش زیر به کاهش گرانیوی نفت کمک می‌کند:

۱. با افزایش فشار در مخزن: با افزایش فشار در مخزن، حجم گازهای موجود در نفت کاهش می‌یابد و این باعث افزایش غلظت نفت و کاهش گرانیوی آن می‌شود.
۲. با استفاده از مواد شیمیایی: از مواد شیمیایی مانند

1. Cyclic Steam Stimulation
2. Steam Flooding
3. Steam Assisted Gravity Drainage
4. Toe-to-Heel Air Injection
5. In-Situ Combustion
6. Laser Irradiation and Other Beam Methods
7. Pinch Method for Tanks





پلیمر پلی وینیل کلرید برای کاهش گرانشی نفت استفاده می‌شود. این مواد با تشکیل یک لایه سطحی روی سطح نفت، باعث کاهش اصطکاک بین ذرات نفت می‌شود و ظرفیت جذب آن برای مواد جامد و آب افزایش می‌یابد که باعث کاهش گرانشی نفت می‌شود. در پینچ مخازن، این مواد شیمیایی به صورت مستقیم به نفت اضافه می‌شوند و باعث کاهش گرانشی نفت می‌شوند.

در پژوهشی که توسط علی و همکاران [۵۹] بر روی اصلاح شبکه‌ی مبدل‌های حرارتی کاهش گرانشی با استفاده از تکنولوژی پینچ انجام شد، مشخص گردید که این روش هزینه ساخت مبدل‌های حرارتی را کاهش می‌دهد، هرچند هزینه منابع حرارتی برای این مبدل‌ها بالا است. در این مطالعه، واحد کاهش گرانشی با استفاده از نرم‌افزار پتروسیم شبیه‌سازی شد و تکنولوژی پینچ برای انضمام و یکپارچگی فرآیند به کار گرفته شد. محاسبات تکنولوژی پینچ جهت اصلاح شبکه‌ی مبدل‌های حرارتی انجام گرفت و نتایج نهایی حاصل از نرم‌افزار پتروسیم نشان داد که کمینه دمای بهینه بین جریان‌های سرد و گرم باید حدود ۳۲/۲۱ درجه سانتی‌گراد باشد تا حالت بهینه بین هزینه ساخت مبدل حرارتی و هزینه مصرف انرژی برقرار شود.

۴-۶. کاویتاسیون هیدرودینامیک^۱

کاویتاسیون هیدرودینامیک یک فرآیند فیزیکی است که با استفاده از امواج صوتی با فرکانس بالا، به تولید نانوذر در مایعات منجر می‌شود. این روش با استفاده از امواج صوتی با فرکانس بالا، به تولید نانوذر کوچک و یکنواخت در مایعات منجر می‌شود. نانوذر تولیدشده به‌عنوان کاتالیزور در نفت عمل کرده و باعث افزایش تعامل ذرات نفت با یکدیگر و کاهش گرانشی آن می‌شوند. روش کاویتاسیون هیدرودینامیک دارای مزایای متعددی است که شامل:

- تولید نانوذر کوچک و یکنواخت
- عدم نیاز به دمای بالا
- کاهش هزینه‌ها و افزایش بهره‌وری در صنعت نفت
- بهبود فرآیند پالایش باقی‌مانده‌های برج تقطیر
- افزایش استحصال ترکیبات سبک‌تر و مفیدتر نفت خام سنگین

مکانیسم عملکرد کاویتاسیون شامل مراحل زیر است:

۱. فروپاشی سریع حباب‌ها: در حالت آدیاباتیک، فروپاشی سریع حباب‌ها باعث افزایش ناگهانی فشار و دمای موضعی سیال می‌شود.
۲. شکستن پیوندهای بین اتم‌ها: این شرایط منجر به ایجاد و انتشار رادیکال‌های فعال، انجام واکنش‌های شیمیایی و فعال شدن کاتالیست‌های مجاور حباب‌های در حال فروپاشی می‌شود.

۵-۶. میدان مغناطیسی^۲

لی و همکاران [۶۱] در پژوهشی تأثیر میدان‌های مغناطیسی بر خواص فیزیکی نفت خام را مورد بررسی قرار دادند. در این مطالعه، از میدان‌های مغناطیسی ۰/۵ تسلا و ۱/۲ تسلا در دماهای ۱۰، ۲۵ و ۵۰ درجه سانتی‌گراد استفاده شد و تأثیر آن‌ها بر کشش سطحی، دانسیته و گرانشی نفت خام مورد ارزیابی قرار گرفت.

نتایج نشان داد که با افزایش دما، کشش سطحی و گرانشی نفت خام کاهش می‌یابد. همچنین، اعمال میدان مغناطیسی باعث کاهش کشش سطحی و افزایش گرانشی و دانسیته نفت خام شد. مقایسه میدان‌ها حاکی از آن بود که تأثیر میدان مغناطیسی تونلی ۰/۵ تسلا بر خواص نفت خام بیشتر از میدان عمودی ۱/۲ تسلا است.

مکانیسم‌های تأثیر میدان مغناطیسی بر خواص نفت خام به شرح زیر است:

۱. جداسازی ذرات آسفالتین: میدان مغناطیسی باعث جداسازی ذرات آسفالتین و دیگر ذرات سنگین در نفت می‌شود.
 ۲. کاهش گرانشی: این جداسازی منجر به کاهش گرانشی و افزایش دانسیته نفت می‌گردد.
- استفاده از میدان مغناطیسی دارای مزایا و کاربردهای زیر در صنعت نفت است:

- روشی جدید برای جداسازی نفت و آب
 - کاهش هزینه‌های تولید و جداسازی نفت
 - بهبود عملکرد خطوط انتقال نفت
- میدان مغناطیسی همچنین در کاهش کسر جرمی متان

1. Hydrodynamic Cavitation
2. Hydrodynamic Cavitation

۷. روش‌های شیمیایی کاهش گرانروی (سایر موارد)

۷-۱. استفاده از مایعات یونی^۲

استفاده از مایعات یونی به‌عنوان یک روش نوین برای کاهش گرانروی نفت خام در پژوهش‌های اخیر مورد توجه قرار گرفته است. سوبرامانی و همکاران [۶۳] در مطالعه‌ای به بررسی استفاده از مایعات یونی به‌عنوان روشی نوین برای کاهش گرانروی نفت خام پرداختند و نتایج قابل توجهی ارائه کردند. نتایج نشان داد که با استفاده از ۵ ppm دودسیل پیریدینیم کلرید، گرانروی نفت خام تا ۳۵ درصد کاهش یافت. کاهش اندازه توده آسفالتین به‌عنوان اصلی‌ترین عامل این کاهش گرانروی شناسایی شد. همچنین، مایعات یونی به دلیل خواص ترموفیزیکی مطلوب، مانند فشار بخار کم، به‌عنوان مولکول‌های عامل‌دار مورد آزمایش قرار گرفتند و عملکرد مؤثری در این فرآیند نشان دادند.

مکانیسم تأثیر مایعات یونی بر خواص نفت خام شامل برهمکنش‌های مولکولی مختلف است که به شرح زیر می‌باشد:

۱. برهمکنش‌های آروماتیک
۲. برهمکنش‌های اسید-باز
۳. برهمکنش‌های انتقال بار

این برهمکنش‌ها مانع تشکیل توده‌های آسفالتین شده و در نتیجه گرانروی را کاهش می‌دهند. روش‌های مختلفی برای کاهش گرانروی با استفاده از مایعات یونی وجود دارد که شامل:

۱. تغییر دما: افزایش دما باعث کاهش گرانروی مایع می‌شود.
۲. افزودن مواد کاهنده گرانروی: استفاده از موادی مانند پلیمرها و پلی‌آمیدها.
۳. استفاده از تجهیزات خاص: مانند سردکن‌های گرمایشی و تجهیزات خنک‌کننده.
۴. فرآیندهای شیمیایی: تغییر pH و استفاده از مواد شیمیایی خاص.

این یافته‌ها نشان می‌دهد که استفاده از مایعات یونی می‌تواند روشی مؤثر برای کاهش گرانروی نفت خام باشد. این روش می‌تواند به بهبود فرآیندهای استخراج، انتقال و پالایش نفت کمک کند و هم‌زمان هزینه‌های عملیاتی را کاهش دهد.

1. Electric Field
2. Ionic Liquids

نسوخته و محصولات احتراق در طی فرآیند احتراق مؤثر است. در حالت گرادیان کاهشی و افزایشی، متان نسوخته نسبت به حالت بدون میدان به ترتیب ۹۹ درصد و ۵۲ درصد کاهش می‌یابد. این یافته‌ها می‌تواند در بهبود فرآیندهای احتراق و کاهش آلودگی‌های ناشی از سوخت‌های فسیلی مورد استفاده قرار گیرد. در مجموع، استفاده از میدان مغناطیسی در صنعت نفت می‌تواند به بهبود فرآیندهای استخراج، انتقال و پالایش نفت کمک کند و هم‌زمان اثرات زیست‌محیطی را کاهش دهد.

۶-۶. میدان الکتریکی^۱

چن و همکاران [۶۲] در پژوهشی آزمایشگاهی به بررسی تأثیر شدت میدان الکتریکی بر گرانروی دینامیکی و سینماتیکی نفت خام پرداختند و نتایج قابل توجهی در زمینه کاهش گرانروی با استفاده از میدان الکتریکی به دست آوردند. در این مطالعه، نفت خام درون سیکل آزمایش قرار گرفت و میدان الکتریکی با شدت ۲/۷۸ ولت اعمال شد، در حالی که دما بین ۷۰ تا ۷۵ درجه فارنهایت تنظیم گردید. نتایج نشان داد که با افزایش دما، گرانروی دینامیکی و سینماتیکی نفت خام کاهش یافت. همچنین، اعمال میدان الکتریکی به کاهش گرانروی دینامیکی و سینماتیکی منجر شد و با گذشت زمان، تأثیر این میدان بر کاهش گرانروی افزایش یافت.

مکانیسم‌های تأثیر میدان الکتریکی بر گرانروی نفت خام شامل موارد زیر است:

۱. از بین رفتن بارهای الکتریکی ذرات نفت
 ۲. کاهش اندازه گرانول‌های نفتی
 ۳. جداسازی آب و نفت در امولسیون‌های نفتی
- استفاده از میدان الکتریکی برای کنترل گرانروی نفت خام دارای مزایای زیر است:

- روشی مؤثر و قابل کنترل
- امکان استفاده در شرایط مختلف دمایی
- کاهش مصرف انرژی در فرآیندهای انتقال و پالایش نفت

این یافته‌ها نشان می‌دهد که استفاده از میدان الکتریکی می‌تواند به‌عنوان یک روش کارآمد برای کنترل گرانروی نفت خام در صنعت نفت مورد استفاده قرار گیرد. این روش می‌تواند به بهبود فرآیندهای استخراج، انتقال و پالایش نفت کمک کند و هم‌زمان هزینه‌های عملیاتی را کاهش دهد.



۲-۷. شکست حرارتی^۱ (بدون کاتالیزور)

را بزرگ‌تر می‌کنند. این عمل باعث کاهش نیروی داخلی بین مولکول‌ها و در نتیجه کاهش گرانشی مایع می‌شود. به‌علاوه، این مواد باعث کاهش تراکم مایعات نیز می‌شوند که باعث افزایش حرکت آن‌ها در لوله‌های نفتی و حفاری می‌شود.

روش‌های سنتی کاهش گرانشی برای سیالات نفتی سنگین شامل روش‌های حرارتی یا رقیق‌سازی است. در این روش، از مولکول‌های عامل‌دار شده استفاده شده که می‌توانند با آسفالتین‌ها تعامل داشته باشند و خواص نفت خام را در سطح مولکولی تغییر دهند و گرانشی را کاهش دهند [۶۳].

۴-۷. مونومرها^۲

مونومرها یا همان تک‌مولکولی‌ها، مولکول‌های کوچکی هستند که قابلیت پلیمریزاسیون (ترکیب با یکدیگر و تشکیل پلیمر) را دارند. در فرآیند تولید پلیمر، مونومرها به‌صورت متوالی به هم پیوند می‌زنند و به شکل زنجیره‌ای طولانی و پلیمری تبدیل می‌شوند. مونومرها در بسیاری از صنایع شیمیایی و پلاستیکی به‌عنوان ماده اولیه استفاده می‌شوند.

با اضافه کردن مونومرها به نفت، ذرات پلیمر تشکیل می‌شوند که به‌عنوان یک ماده کاتالیزوری در نفت عمل کرده و باعث کاهش گرانشی آن می‌شوند. همچنین، پلیمرهای تشکیل شده از مونومرها می‌توانند به‌عنوان یک ماده ضد اکسیداسیون و ضد حرارت عمل کنند و باعث افزایش عمر مفید نفت شوند.

تحقیقات نشان داده‌اند که رقت نفت سفید می‌تواند به‌طور قابل توجهی گرانشی نفت سنگین سنگلی را کاهش دهد و نرخ کاهش گرانشی با افزایش دما کمی تغییر می‌کند. با اندازه‌گیری گرانشی نفت آسفالت‌زدایی، مشخص شد که گرانشی نفت سنگین پس از عملیات آسفالت‌زدایی به‌شدت کاهش یافته است.

دو مونومر جدید، استر فنتیل الکل اسید اکریلیک و بنزیل آکریلات سنتز شدند و شش کوپلیمر با کوپلیمریزاسیون رادیکال آزاد با استایرن، اکتادسیل آکریلات و N-متوکسی فنیل مالیمید سنتز گردیدند. از طریق ارزیابی کاهش گرانشی، کوپلیمر حاوی اکریلیک اسید فنتیل الکل استر و اکتادسیل آکریلات^۴ (AD) بهترین عملکرد را داشت. در دمای ۷۰ درجه سانتی‌گراد، (AD) به نرخ کاهش گرانشی ۶۱/۷۴ درصد دست یافت که نتیجه تطبیق مواد آروماتیک و حلالیت مونومرها است [۶۴].

در روش شکست حرارتی، با اعمال حرارت، مولکول‌های هیدروکربن شکسته می‌شوند. کوره، به‌عنوان بخش اصلی هر واحد شکست حرارتی، برای تأمین گرما در این فرآیند حیاتی است و سایر اجزای واحد به‌منظور جداسازی فرآورده‌ها طراحی شده‌اند. واکنش‌های شکست حرارتی از نوع رادیکالی و به‌صورت متوالی انجام می‌شوند. دو مؤلفه کلیدی در این روش برای سبک‌سازی نفت، دما و زمان هستند. با این حال، این روش دارای چندین کاستی است:

۱. دمای بسیار بالا: نیاز به دماهای بالا می‌تواند منجر به مشکلات عملیاتی شود.

۲. مصرف انرژی زیاد: فرآیند شکست حرارتی به انرژی زیادی نیاز دارد که می‌تواند هزینه‌های تولید را افزایش دهد.

۳. تجهیزات پرخطر و پرهزینه: تجهیزات مورد استفاده در این روش معمولاً گران‌قیمت و نیازمند نگهداری دقیق هستند.

۴. نرخ خوردگی بالا: دماهای بالا می‌توانند باعث افزایش نرخ خوردگی در تجهیزات شوند.

۵. عدم پایداری: عدم پایداری در شرایط عملیاتی می‌تواند منجر به مشکلات در فرآیند تولید شود.

۶. تغییر در ساختار کلوئیدی نفت خام: دماهای بالا و حرارت شدید ممکن است باعث تغییر در ساختار کلوئیدی نفت خام گردد.

استفاداً توجه به این چالش‌ها، پژوهشگران به دنبال بهبود روش‌های شکست حرارتی و کاهش هزینه‌ها و خطرات مرتبط با آن هستند [۱۷].

۳-۷. مولکول‌های عامل‌دار شده^۳

مولکول‌های عامل‌دار شده، موادی هستند که به مایعات اضافه می‌شوند تا گرانشی آن‌ها کاهش یابد. این مواد معمولاً شامل پلیمرها و پلی‌آمیدها هستند که به‌صورت محلول در مایعات یونی نفتی اضافه می‌شوند. این مواد با اتصال به مولکول‌های مایع، آن‌ها را از هم جدا کرده و فضای بین آن‌ها

1. Thermal Cracking without Catalyst
2. Functionalized Molecules
3. Monomers
4. Octadecyl Acrylate

۷-۵. سورفکتانت پلیمری کربوکسیلیک اسید سولفونات پلی اتر^۱

سورفکتانت‌ها به‌عنوان مواد شیمیایی مهم در صنعت نفت شناخته می‌شوند و نقش کلیدی در کاهش گرانشی نفت سنگین ایفا می‌کنند. یکی از انواع مؤثر این سورفکتانت‌ها، سورفکتانت پلیمری کربوکسیلیک اسید سولفونات پلی اتر است که با تشکیل ساختاری امولسیون بین نفت و آب، به کاهش گرانشی نفت کمک می‌کند.

این سورفکتانت با جذب به سطح ذرات نفت، باعث تشکیل امولسیون می‌شود که سطح این امولسیون به شکل توده‌های کوچکی در آب پراکنده شده و نفت درون این توده‌ها قرار می‌گیرد. این عمل نه تنها باعث کاهش گرانشی نفت می‌شود بلکه همچنین سهولت در حرکت آن در لوله‌های خطوط نفت را فراهم می‌آورد.

تحقیقات نشان داده‌اند که این سورفکتانت دارای اثر کاهش گرانشی عالی با نرخ کاهش بیش از ۹۵ درصد است. این میزان کاهش قابل توجه، نشان‌دهنده کارایی بالای سورفکتانت پلیمری کربوکسیلیک اسید سولفونات پلی اتر در بهبود خواص رئولوژیکی نفت سنگین است.

سورفکتانت پلیمری با وزن مولکولی پلی اتر ۶۰۰ و طول زنجیره جانبی متوسط، بهترین عملکرد را در کاهش گرانشی دارد. این ویژگی‌ها به آن اجازه می‌دهد تا به‌طور مؤثری با ذرات نفت تعامل کرده و امولسیون‌های پایدار ایجاد کند [۶۵].

۷-۶. امولسیون کننده تولیدی به‌وسیله باسیلوس لیچنیفورمیس^۲

امولسیون کننده‌ها موادی هستند که به دلیل داشتن قابلیت امولسیفیکاسیون، توانایی تشکیل امولسیون از دو فاز آبی و نفتی را دارا می‌باشند. در صنعت نفت، این مواد به‌منظور جداسازی نفت از آب و بهبود فرآیندهای استخراج مورد استفاده قرار می‌گیرند. یکی از باکتری‌های مهم در این زمینه، باسیلوس لیچنیفورمیس است که قابلیت تجزیه و تحلیل هیدروکربن‌های نفتی را دارد.

با استفاده از باسیلوس لیچنیفورمیس، می‌توان امولسیون کننده‌های طبیعی تولید کرد که برای جداسازی نفت از آب و کاهش گرانشی نفت خام سنگین به کار می‌روند. این امولسیون کننده‌ها با تشکیل امولسیون بین نفت و آب،

باعث می‌شوند که نفت خام سنگین به‌صورت پایدارتر و با گرانشی کمتری قابل استفاده باشد.

استفاده از امولسیون کننده‌های تولید شده توسط باسیلوس لیچنیفورمیس منجر به کاهش گرانشی نفت خام سنگین می‌شود. این کاهش گرانشی به دلیل تشکیل امولسیون نفت و آب است که در نتیجه آن، خواص فیزیکی نفت تغییر کرده و امکان انتقال آن در خطوط لوله آسان‌تر می‌شود.

علاوه بر کاهش گرانشی، استفاده از این باکتری می‌تواند هزینه‌های جداسازی نفت از آب را کاهش دهد و بهبود عملکرد فرآیند جداسازی را تضمین کند. بر اساس پژوهش‌های آزمایشگاهی انجام شده، ماده امولسیون کننده تولیدی توسط این سویه توان بالایی در امولسیون‌سازی نفت سنگین در آب داشته و برای تشکیل امولسیون نفت خام سنگین میدان نوروز ایران در مقیاس نیمه‌صنعتی به کار گرفته شده است.

با تشکیل امولسیون نفت در آب تحت شرایط بهینه (۱۰۰۰۰ cP) شامل دما، درصد آب و درصد امولسیون کننده، گرانشی نمونه نفت سنگین کاهش ۸۳۰ cP را نشان داد. این میزان کاهش چشمگیر در گرانشی نفت سنگین و رسوب در مسیر انتقال، انرژی لازم برای انتقال را به‌طور قابل توجهی کاهش می‌دهد.

با به کار بردن سرما طی فرآیند امولسیون‌سازی، پایداری نسبی ۲۴ ساعته برای امولسیون قابل انتقال فراهم شد که این پایداری تا حدود ۷۲ ساعت ادامه داشت. این ویژگی نشان‌دهنده پتانسیل بالای استفاده از باسیلوس لیچنیفورمیس در صنعت نفت برای کاهش گرانشی و بهبود فرآیندهای استخراج است [۶۶].

۷-۷. گوگرد دی اکسید (به‌عنوان افزودنی یا کاتالیزور)

گوگرد دی‌اکسید (SO_2) یک گاز بی‌رنگ با بوی تند و تیز است که در شرایط معمول در هوا غیرقابل رؤیت است. این گاز دارای فرمول شیمیایی SO_2 بوده و از ترکیب یک اتم گوگرد و دو اتم اکسیژن تشکیل شده است. گوگرد دی‌اکسید به دلیل اثرات آن در محیط‌زیست، از جمله اثرات زیان‌بار بر روی سلامت انسان، حیوانات و گیاهان، به‌عنوان یکی از آلاینده‌های هوا شناخته شده است. این گاز در سوختن سوخت‌های فسیلی، فرآیندهای صنعتی، تولید برق، تولید کاغذ و تولید کود به‌طور گسترده‌ای به‌کار می‌رود.

1. Polymer Surfactant Carboxylic Acid Sulfonate Polyether
2. Emulsifier Produced by Bacillus Licheniformis
3. Centipoise



با توجه به خواص شیمیایی گوگرد دی‌اکسید، این گاز به‌عنوان یک ماده شیمیایی مهم در صنایع مختلفی مانند تولید اسیدسولفوریک، رنگ‌های مصنوعی و فرآیندهای کشاورزی به کار می‌رود. همچنین، گوگرد دی‌اکسید به‌عنوان یک ماده آنتی‌اکسیدان و ضد عفونی‌کننده در بسیاری از محصولات غذایی نیز استفاده می‌شود.

در صنعت نفت، گوگرد دی‌اکسید می‌تواند به‌عنوان یک افزودنی یا کاتالیزور در فرآیندهای کاهش گرانشی نفت سنگین مورد استفاده قرار گیرد. این گاز با توانایی خود در تسهیل واکنش‌های شیمیایی می‌تواند به کاهش گرانشی نفت کمک کند. استفاده از گوگرد دی‌اکسید به‌عنوان کاتالیزور در فرآیندهای مختلف می‌تواند منجر به افزایش کارایی استخراج نفت شود. با این حال، باید توجه داشت که استفاده از این ماده باید با دقت انجام شود تا از اثرات منفی آن بر روی محیط‌زیست جلوگیری گردد [۶۷].

۷-۸. تزریق محلول پلیمری^۱

امروزه با توجه به تخلیه مخازن هیدروکربوری و افزایش قیمت نفت و همچنین افزایش نیاز بشر به انرژی، انجام عملیات‌های ازدیاد برداشت بر روی این مخازن بسیار رایج و مقرون به صرفه است. تزریق آب به داخل زون نفتی جهت جاروب نفت باقی‌مانده موجود در مخزن یکی از موفق‌ترین روش‌ها در سطح جهان می‌باشد. با این حال، آب تمایل شدیدی جهت عبور از شکاف‌ها و نواحی با تراوایی بالا دارد که این تمایل باعث می‌شود نواحی با تراوایی پایین و متوسط دست نخورده باقی بمانند و نفت موجود در آن‌ها تولید نشود. این پدیده در صنعت نفت به «انگشتی شدن گرانشی»^۲ معروف است که یکی از چالش‌های اساسی ازدیاد برداشت از مخازن نفت سنگین است.

تزریق متناوب محلول پلیمری به‌منظور رفع مشکل انگشتی شدن گرانشی بسیار رایج بوده است، چرا که با افزایش گرانشی فاز آب، تحرک‌پذیری آن به نفت نزدیک می‌شود و باعث می‌شود که آب به نواحی با تراوایی کمتر نیز نفوذ کند؛ اما تزریق برخی پلیمرها ممکن است باعث افزایش گرانشی نفت شود که موجب می‌شود بازدهی تزریق به‌شدت پایین بیاید؛ بنابراین، امروزه یافتن پلیمرهای محلول در آب که حتی المقدور موجب افزایش گرانشی نفت موجود در مخزن نشود، از

چالش‌های اساسی عملیات‌های ازدیاد برداشت می‌باشد. در این روش، پلیمرهایی با وزن مولکولی بالا به نفت تزریق می‌شوند. این پلیمرها با افزایش گرانشی نفت، رفتار رئولوژیکی آن را بهبود می‌بخشند و گرانشی آن را کاهش می‌دهند. برای این کار، ابتدا پلیمرهای مناسب برای تزریق به نفت انتخاب می‌شوند. سپس، با تزریق آن‌ها به داخل مخزن نفت، باعث افزایش گرانشی نفت می‌شوند.

در این روش، پلیمرها به‌عنوان یک عامل کاهش گرانشی عمل می‌کنند و با تغییر خصوصیات فیزیکی نفت، گرانشی آن را کاهش می‌دهند. افزون بر این، این روش می‌تواند به‌عنوان یک روش ارتقاء درجا نیز محسوب شود زیرا تزریق پلیمرها به داخل مخزن نفت، به‌صورت مستقیم در محل استخراج نفت انجام می‌شود و نیازی به حمل و نقل نفت به خارج از مخزن و اعمال فشار بر روی آن نیست.

استفاده از محلول‌های پلیمری نه تنها موجب کاهش گرانشی نفت سنگین می‌شود بلکه همچنین هزینه‌های مربوط به تجهیزات پیچیده را کاهش داده و بهره‌وری را در فرآیند استخراج افزایش می‌دهد [۶۸].

۷-۹. پلیمر پلی وینیل الکل^۲ (PVA) (به‌عنوان یک نوع خاص از تزریق پلیمر)

پلی وینیل الکل (PVA) یک پلیمر آب‌رسان و حلال است که از مواد اولیه وینیل الکل تولید می‌شود. این پلیمر به دلیل خصوصیات فیزیکی و شیمیایی منحصر به فرد خود، از جمله قابلیت حل در آب، انعطاف‌پذیری، پایداری حرارتی، مقاومت شیمیایی و الکتریکی، در بسیاری از صنایع مورد استفاده قرار می‌گیرد. برخی از کاربردهای PVA شامل تولید فیلم‌های بسته‌بندی، چسب‌ها، رنگ‌ها، نساجی، چاپ و ساخت محصولات پزشکی است.

پلی وینیل الکل به‌عنوان یک ماده بسیار کارآمد در صنایع مختلف شناخته شده است. ویژگی‌های منحصر به فرد آن شامل:

- قابلیت حل در آب: این ویژگی باعث می‌شود که PVA به راحتی در فرآیندهای صنعتی مورد استفاده قرار گیرد.
- انعطاف‌پذیری: این خاصیت موجب می‌شود که PVA در تولید مواد مختلف مانند فیلم‌های بسته‌بندی و چسب‌ها کاربرد داشته باشد.

1. Injection of Polymer Solution
2. Viscous Fingering
3. Polyvinyl Alcohol

- پایداری حرارتی: PVA می‌تواند در دماهای بالا پایدار بماند که این امر در کاربردهای صنعتی اهمیت دارد.
- مقاومت شیمیایی و الکتریکی: این ویژگی‌ها باعث می‌شوند که PVA در صنایع الکترونیک و شیمیایی مورد استفاده قرار گیرد.

در پژوهشی که توسط آلاد و همکاران [۶۹] انجام شده است، تأثیر پلیمر پلی وینیل الکل بر روی مخلوط آب و نفت بررسی شده است. نتایج آزمایشگاهی حاصل از این تحقیق نشان می‌دهد که این پلیمر گرانیوی نفت سنگین موجود در مخازن را کاهش می‌دهد.

با توجه به نتایج حاصل از آزمایشگاه، واضح است که این پلیمر عملکرد خود را در دمای میدانی (تا ۸۰ درجه سانتی‌گراد) نیز حفظ می‌کند. این ویژگی نشان‌دهنده پتانسیل بالای PVA به‌عنوان یک کاهنده گرانیوی مؤثر در صنعت نفت است.

مکانیسم کاهش گرانیوی توسط PVA شامل تغییر خواص سطحی نفت است. با افزودن PVA به مخلوط نفت، سطح تماس بین نفت و آب افزایش یافته و این امر منجر به جداسازی بهتر آسفالتین‌ها و کاهش گرانیوی می‌شود.

علاوه بر این، PVA می‌تواند با ایجاد امولسیون‌های پایدار بین نفت و آب، جریان نفت را بهبود بخشد. این ویژگی‌ها باعث می‌شوند که PVA یک گزینه مناسب برای کاهش گرانیوی نفت سنگین باشد.

۷-۱۰. روش‌های نانوبیوتکنولوژی (باتمرکز بر بیومولکول‌ها)

در پژوهشی که توسط تابوردا و همکاران [۷۰] انجام شده است، هدف کاهش گرانیوی نفت سنگین به‌منظور افزایش درآمد حاصل از فروش نفت، جلوگیری از خام‌فروشی و تولید فرآورده‌های با ارزش بالاتر و رفع آلودگی‌های زیست‌محیطی مورد بررسی قرار گرفت. در این راستا، جداسازی ترکیبات زیستی از میکروارگانیزم‌هایی که در طبیعت واکنش‌های شکست هیدروکربنی را کاتالیز می‌کنند، صورت گرفت.

نانوذرات مختلف که در شکست ترکیبات هیدروکربنی مؤثرند، سنتز شده و مورد بررسی قرار گرفتند. اثرات ترکیبات زیستی و نانوذرات بر ساختار ترکیبات سنگین آلی مورد آزمایش و آنالیز قرار گرفت و نتایج چشمگیری را نشان داد.

بیومولکول‌ها سبب کاهش ویسکوزیتی و نیروهای

هیدروفوبی شدند، حال آنکه نانوذرات افزایش در نیروهای هیدروفوبی را نشان دادند. استفاده از روش‌های نانوبیوتکنولوژی می‌تواند به‌عنوان یک روش مؤثر در کاهش گرانیوی نفت سنگین مطرح شود. در این روش، نانوذراتی مانند نانوذرات سیلیکا، نانوذرات کربن و نانوذرات فلزی به‌عنوان عامل کاهش گرانیوی نفت سنگین استفاده می‌شوند.

این نانوذرات با تغییر خواص سطحی نفت، باعث کاهش گرانیوی آن می‌شوند. همچنین، با افزایش سطح تماس با نفت، می‌توانند به عمق بیشتری در نفت نفوذ کنند و باعث کاهش گرانیوی آن شوند. علاوه بر این، این نانوذرات می‌توانند به‌عنوان یک ماده فعال در نفت عمل کنند و با تولید حرارت در فرآیند اصلاح نفت، موجب کاهش گرانیوی آن گردند.

با توجه به تحقیقات انجام شده، استفاده از نانوذرات در روش‌های نانوبیوتکنولوژی می‌تواند بهبود قابل توجهی در کاهش گرانیوی نفت سنگین داشته باشد. همچنین، تأثیر بیشتری در کاهش گرانیوی نفت سنگین در دماهای بالاتر مشاهده می‌شود؛ بنابراین، استفاده از روش‌های نانوبیوتکنولوژی می‌تواند به‌عنوان یک روش مؤثر و نوین برای بهبود عملکرد و کاهش هزینه‌های نفت‌کشی مورد استفاده قرار گیرد.

۷-۱۱. برهمکنش بین مشتق کیتوزان آبگریز و آسفالتین در نفت سنگین برای کاهش گرانیوی نفت سنگین

یو و همکاران [۷۱] در تحقیقی به سنتز N-[(2-hydroxy-3-trimethylammonium) propyl] O-stearoyl chitosan tetraphenylboride (sc-CTS-st) از کیتوزان پرداخته‌اند. این ترکیب شامل 2,3-epoxy-propyl trimethyl ammonium chloride، sodium tetraphenylboron و stearyl chloride است.

کلرید sc-CTS-st حاوی هیدروکربن آلیفاتیک اشباع با زنجیره بلند، گروه هیدروکسیل و حلقه بنزن است که می‌تواند به‌طور کامل در نفت سنگین حل شود و با آسفالتین برهمکنش داشته باشد.

در دمای ۵۰ درجه سانتی‌گراد، گرانیوی نفت سنگین را می‌توان حداکثر تا ۱۳۸۰۰ میلی پاسکال کاهش داد که نرخ کاهش گرانیوی ۵۴/۵۷ درصد را نشان می‌دهد. تجزیه و تحلیل‌های XRD و SEM نشان دادند که sc-CTS-st می‌تواند بر ساختار تجمع سوپرمولکولی آسفالتین‌ها تأثیر بگذارد.





با استفاده از FT-IR، مشخص شد که sc-CTS-st می‌تواند با آسفالتین به شکل پیوندهای هیدروژنی برهم‌کنش داشته باشد و از این طریق پیوند بین مولکول‌های آسفالتین را تضعیف کند.

۱۲-۷. سنتز یک کاهنده گرانشی نفت سنگین حاوی یک حلقه بنزن و مکانیسم کاهش گرانشی آن

با توجه به چالش‌های ناشی از گرانشی بالای نفت سنگین، توسعه کاهنده‌های گرانشی مؤثر به‌عنوان یک راهکار کلیدی در صنعت نفت مطرح شده است. در این راستا، یو و همکاران [۷۲] در مطالعه‌ای به سنتز یک کاهنده گرانشی مولکولی کوچک حاوی حلقه بنزن پرداخته‌اند و توانایی آن را در پخش آسفالتین‌ها و رزین‌ها مورد ارزیابی قرار داده‌اند.

این کاهنده گرانشی باهدف معرفی گروه‌های قطبی به پراکندگی آسفالتین طراحی شده است. ساختار حلقه بنزن می‌تواند باعث نفوذ بهتر مولکول‌های کاهش‌دهنده گرانشی به ساختار انباشته آسفالتین و رزین شود. زنجیره کربن طولانی موجود در مولکول می‌تواند با پارافین تعامل کند تا حالت کریستالی پارافین را تغییر دهد و در نتیجه گرانشی نفت سنگین را کاهش دهد.

این ویژگی‌ها نشان‌دهنده این است که کاهنده گرانشی وظیفه کاهش گرانشی نفت سنگین را بر عهده دارد و وزن مولکولی کوچک‌تر می‌تواند به‌طور مؤثر از پدیده افزایش گرانشی در فرآیند کاهش گرانشی به دلیل وزن مولکولی بیش از حد جلوگیری کند.

نتایج تجربی نشان می‌دهد که کاهنده VR-1 توانایی کاهش گرانشی خوبی دارد. این کاهنده تأثیر بسیار خوبی بر پراکندگی آسفالتین و کاهش اندازه ذرات دارد. آزمایش‌ها نشان داده‌اند که با استفاده از VR-1، اندازه ذرات آسفالتین کاهش یافته و در نتیجه، جریان نفت بهبود یافته است.

مکانیسم کاهش گرانشی توسط این کاهنده شامل دو جنبه اصلی است:

۱. نفوذ به ساختار آسفالتین: حلقه بنزن موجود در ساختار کاهنده، امکان نفوذ به ساختارهای پیچیده آسفالتین را فراهم می‌کند و باعث جداسازی مولکول‌های سنگین می‌شود.

۲. تعامل با پارافین: زنجیره کربن طولانی با پارافین تعامل

کرده و باعث تغییر در حالت کریستالی آن می‌شود که نتیجه‌اش کاهش گرانشی نفت است.

۷-۱۳. استفاده از شکست حرارتی^۱

یکی از روش‌های مورد استفاده برای کاهش گرانشی نفت، شکست حرارتی است. این روش به دلیل توانایی خود در تجزیه مولکول‌های سنگین نفت و تبدیل آن‌ها به هیدروکربن‌های سبک‌تر، در صنعت نفت و گاز اهمیت ویژه‌ای دارد. با این حال، یکی از چالش‌های اصلی این روش، نیاز به دماهای بالا و ناپایداری فرآیند است. به همین دلیل، استفاده از کاتالیزورها برای بهبود برخی از مشکلات مانند ناپایداری و دمای بسیار بالا در این فرآیند ضروری است.

در فرآیند شکست حرارتی، کاتالیزورها می‌توانند به‌طور قابل توجهی راندمان واکنش را افزایش دهند. استفاده از نانوکاتالیست‌های پراکنده در این روش، راندمان واکنش‌ها را به‌شدت افزایش می‌دهد. به‌طوری که در حضور هیدروژن و گرانشی کاتالیست نانو پراکنده، گرانشی نفت تا ۹۹ درصد کاهش می‌یابد.

علاوه بر شکست حرارتی، فرآیندهای با تکنولوژی مدرن مانند تابش، کاویتاسیون و امواج الکترومغناطیسی در مقیاس آزمایشگاهی نتایج خوبی را در دماهای بسیار پایین و فشارهای پایین ایجاد می‌کنند. به‌عنوان مثال، در یکی از این آزمایش‌ها، میکروویو می‌تواند ۹۹/۷ درصد گرانشی نفت سنگین را در حضور نانوذرات نانو لوله‌های کربنی کاهش دهد [۴].

در روش شکست حرارتی، نفت با دمای بالا و فشار پایین به مخلوطی از هیدروکربن‌های سبک تبدیل می‌شود. نفت در دمای بالا در حضور کاتالیزورهای خاص تجزیه می‌شود و هیدروکربن‌های سبک تولید می‌شوند. این هیدروکربن‌های سبک با ویژگی‌های فیزیکی متفاوت از نفت اصلی، مانند گرانشی کمتر، به‌راحتی از نفت جدا می‌شوند.

شکست حرارتی باعث کاهش گرانشی نفت می‌شود و به تولید نفت خام باکیفیت بالاتر کمک می‌کند. این روش همچنین از نظر اقتصادی به‌صرفه است زیرا نیاز به تجهیزات پیچیده و هزینه‌های بالای انرژی را کاهش می‌دهد.

فرآیندهای شکست حرارتی مانند ویسکوشکن در صنعت نفت برای کاهش گرانشی مواد اولیه سنگین مانند پسماندهای اتمسفر و خلاء بدون تشکیل کک یا آسفالتین‌های ناپایدار استفاده می‌شود.

1. Thermal cracking

گرانروی مهم‌ترین ویژگی برای حمل و نقل نفت خام است، اما این خاصیت همچنین وابستگی غیرخطی زیادی به دما و ترکیب دارد؛ بنابراین، استفاده از روش شکست حرارتی می‌تواند یک راهکار مؤثر برای مدیریت چالش‌های موجود در حمل و نقل نفت سنگین باشد [۱۷].

۸. جهت‌های آینده^۱

۸-۱. بهبود عملکرد نانوکاتالیزورها با ترکیب با مواد مغناطیسی و پلیمرها

نانوکاتالیزورها مانند نانواهن (Fe_3O_4) و نانوکربن با پوشاندن آن‌ها با پلیمرهایی مانند پلی استر یا پلی آکرلیک می‌توانند مقاومت بالاتری در برابر شرایط آکیتوزی و تخلخل ساختاری داشته باشند. مطالعات اخیر نشان داده‌اند که نانوسیلست پوشانده با کربن توانایی کاهش گرانروی نفت سنگین با سطح آسفالتین بالا را تا ۸۵ درصد افزایش می‌دهد [۷۳]. استفاده از میدان‌های مغناطیسی نیز می‌تواند به جمع‌آوری نانوکاتالیزورها پس از عملکرد کمک کند [۷۴].

۸-۲. توسعه کاتالیزورهای بیوشیمیایی و محیط‌زیست‌مطابق

کاتالیزورهای تولید شده از میکروب‌های غیر خطرناک مانند باسیلوس لیجنیفورمیس ACO4 یا ترکیبات بیولوژیکی می‌توانند عملکرد کاهش گرانروی را با کاهش سمیت مواد شیمیایی افزایش دهند. مطالعات نشان داده‌اند که امولسیون‌سازهای تولید شده از این میکروب‌ها می‌توانند پایداری امولسیون نفت-آب را تا ۷۲ ساعت حفظ کنند [۶۶]. همچنین، استفاده از نانوکاتالیزورهای بیوشکننده مانند آنزیم‌های میکروبی می‌تواند به کاهش آلودگی محیطی کمک کند.

۸-۳. ترکیب نانوتکنولوژی با هوش مصنوعی (AI)

استفاده از شبکه‌های عصبی برای پیش‌بینی عملکرد نانوکاتالیزورها در شرایط مختلف (دما، فشار، غلظت نانوذرات) می‌تواند به بهینه‌سازی فرآیندها کمک کند. ژنگ و همکاران [۷۵] در پژوهشی از شبکه عصبی برای مدل‌سازی گرانروی نفت استفاده کردند و هفت پارامتر شامل دما، فشار، وزن مولکولی، ضریب تراکم‌پذیری، وزن مخصوص، نسبت گاز به نفت و ضریب حجمی نفت را به‌عنوان ورودی‌های این شبکه در نظر گرفتند. نتایج محاسبات نشان داد که در دمای ۲۰۰ درجه فارنهایت و نسبت گاز به نفت (GOR) ثابت، با افزایش وزن مولکولی تا حدود ۱۵۰ درصد، گرانروی نفت تقریباً ۲۰

درصد افزایش یافت. همچنین، در همان دما و GOR ثابت، با افزایش وزن مخصوص تا حدود ۱۴۳ درصد، گرانروی نفت بین ۱ تا ۲/۵ درصد کاهش یافت. علاوه بر این، با افزایش دما از ۲۰۰ به ۲۳۰ درجه فارنهایت و افزایش ضریب تراکم‌پذیری به میزان ۱۸/۸ درصد در فشارهای مختلف و GOR ثابت، گرانروی نفت بین ۰/۷ تا ۲/۸ درصد کاهش یافت.

مدل‌های AI می‌توانند پارامترهای بهینه را با دقت بالا تعیین کنند، مانند مطالعه ژائو و همکاران [۳۰] که با استفاده از الگوریتم‌های ژنتیکی، به کاهش ۹۵ درصد گرانروی نفت دست یافتند. همچنین، حسگرهای الکترونیکی برای اندازه‌گیری آنلاین گرانروی می‌تواند عملکرد سیستم را بهبود بخشد [۷۶].

۸-۴. کاربرد نانوکاتالیزورها در شرایط عملی (میدانی)

آزمایشات میدانی بر روی نانوکاتالیزورها در لوله‌های انتقال و مخازن نفت ضروری است. مطالعات نشان داده‌اند که نانواهن در لوله‌های انتقال می‌تواند رسوب آسفالتین را تا ۶۰ درصد کاهش دهد [۱۷]؛ اما نیاز به بررسی دیرینگی عملکرد و مقاومت در برابر افت فشار وجود دارد. استفاده از نانوکاتالیزورهای قابل بازیابی (مانند نانواهن مغناطیسی) می‌تواند هزینه و آلودگی را کاهش دهد [۷۴].

۸-۵. کاهش وابستگی به مواد شیمیایی سمی

استفاده از حلال‌های غیرسمی مانند اتانول یا آب جایگزین حلال‌های آلی سمی مانند بنزین می‌تواند به کاهش آلودگی محیطی کمک کند. مطالعات نشان داده‌اند که نانوکربن با اتانول توانایی کاهش گرانروی بدون تولید اکسیژن آزاد را دارد [۷۷]. همچنین، استفاده از نانوکاتالیزورهای ترکیبی (مانند نانوسیلست + نانواهن) می‌تواند عملکرد را در شرایط مختلف افزایش دهد.

۸-۶. ترکیب روش‌های نانوکاتالیزور با فناوری‌های جدید

- ترکیب با پرتوافکنی لیزری: استفاده از پرتوافکنی لیزری برای فعال‌سازی نانوکاتالیزورها در دماهای پایین می‌تواند کاهش گرانروی را تا ۷۰ درصد افزایش دهد [۷۸].
- ترکیب با امواج فراصوت: امواج فراصوت باعث شکست مولکول‌های سنگین نفت و افزایش تعامل آن‌ها با نانوکاتالیزورها می‌شوند [۷۹].



• کاربرد میدان‌های الکتریکی/مغناطیسی: میدان‌های الکتریکی با شدت ۲/۷۸ ولت تا ۹۶ درصد کاهش گرانی را در نفت سنگین ایجاد کرده‌اند [۷۸].

۷-۸. توسعه نانوکاتالیزورها برای نفت‌های خاص (مانند نفت آلیافی)

نانوکاتالیزورها می‌توانند در نفت‌های آلیافی (با ساختار پولیمیری آسفالتین) کاربرد داشته باشند. مطالعات نشان داده‌اند که نانوسیلیسیت با حفظ ساختار پولیمیری آسفالتین، گرانی را بدون خسارت به مولکول‌های نفت کاهش می‌دهد [۱۴].

۸-۸. استفاده از مدل‌سازی تئوریک برای طراحی نانوکاتالیزورها

محاسبات تئوریک با استفاده از نرم‌افزارهای محاسبات مولکولی (مانند DFT) می‌توانند نقش نانوکاتالیزورها در شکست پیوندهای آسفالتین را تحلیل کنند. مطالعه وانگ و همکاران [۶۵] نشان داد که مدل‌های مولکولی می‌توانند عملکرد نانوکاتالیزورها را با دقت بالا پیش‌بینی کنند.

۹-۸. توسعه استانداردهای بین‌المللی برای کیفیت نانوکاتالیزورها

برقراری استانداردهایی مانند اندازه نانوذرات، عملکرد تحت شرایط میدانی و پایداری می‌تواند به افزایش اعتماد صنعتی به این فناوری کمک کند. مطالعات اخیر نشان داده‌اند که نانوکاتالیزورها با اندازه ۱۰-۲۰ نانومتر عملکرد بهتری دارند [۱۱].

۹. نتیجه‌گیری

کاهش گرانی نفت خام سنگین به‌عنوان یک چالش کلیدی در صنعت نفت، نیازمند استفاده از روش‌های نوین و کارآمد است. این مطالعه مروری نشان می‌دهد که فناوری نانوکاتالیزورها به‌ویژه نانوذرات فلزی (نظیر نیکل، آهن و مس) و نانوکربن، نقش محوری در کاهش چشمگیر گرانی نفت سنگین ایفا می‌کنند. به‌عنوان مثال، نانوکاتالیزورهای نیکل و کربن در ترکیب با گرمایش میکروویو توانسته‌اند تا ۹۹ درصد کاهش گرانی را در شرایط آزمایشگاهی محقق سازند. همچنین، نانوذرات اکسید آهن (Fe_3O_4) و نانوکاتالیزورهای سیلیس با مکانیسم جذب سطحی آسفالتین‌ها، کاهش گرانی تا ۹۵ درصد را نشان داده‌اند.

روش‌های ترکیبی نظیر استفاده هم‌زمان از امواج فراصوت یا میدان‌های مغناطیسی با نانوکاتالیزورها، به دلیل اثرات

هم‌افزایی، بهبود قابل توجهی در کارایی فرآیند ایجاد می‌کنند. از سوی دیگر، روش‌های حرارتی مانند Aquathermolysis کاتالیستی و شکست حرارتی، اگرچه پرهزینه و انرژی‌بر هستند، اما در کاهش وزن مولکولی ترکیبات سنگین نفت موفق عمل کرده‌اند. با این حال، چالش‌هایی نظیر پایداری نانوکاتالیزورها در شرایط عملیاتی، هزینه سنتز و بازیافت آن‌ها نیازمند توجه بیشتر است.

روش‌های مبتنی بر زیست‌فناوری، نظیر استفاده از امولسیون‌کننده‌های تولیدشده توسط باکتری‌ها، به‌عنوان گزینه‌ای سازگار با محیط‌زیست مطرح هستند. این روش‌ها ضمن کاهش ۶۰-۸۰ درصد گرانی، از تشکیل رسوبات آسفالتینی جلوگیری می‌کنند. همچنین، کاربرد مایعات یونی و پلیمرهای هوشمند (مانند پلی وینیل الکل) به دلیل سازگاری با فرآیندهای صنعتی، پتانسیل بالایی برای تجاری‌سازی دارند.

در راستای آینده، ترکیب نانوکاتالیزورها با فناوری‌های پیشرفته نظیر هوش مصنوعی (برای بهینه‌سازی شرایط واکنش) و توسعه کاتالیزورهای چندمنظوره مغناطیسی (برای بازیابی آسان) می‌تواند تحول چشمگیری در صنعت ایجاد کند. علاوه بر این، استانداردسازی نانوکاتالیزورها از نظر اندازه ذرات، پایداری حرارتی و سازگاری با محیط‌زیست، گام ضروری برای گسترش کاربرد آن‌ها در مقیاس صنعتی است. در نهایت، کاهش وابستگی به حلال‌های سمی و جایگزینی آن‌ها با مواد غیرسمی (مانند آب یا اتانول) به‌عنوان یک اولویت زیست‌محیطی مطرح می‌باشد.

فهرست علائم اختصاری

<i>FT-IR</i>	طیف‌سنجی مادون‌قرمز تبدیل فوری
<i>XRD</i>	پراش اشعه ایکس
<i>SEM</i>	میکروسکوپ الکترونی روبشی
<i>TEM</i>	میکروسکوپ الکترونی عبوری
<i>GOR</i>	نسبت گاز به نفت
<i>H/C</i>	نسبت هیدروژن به کربن
<i>V/V</i>	حجم بر حجم
<i>API</i>	شاخص نفت آمریکا
<i>AI</i>	هوش مصنوعی
<i>cP</i>	واحد اندازه‌گیری گرانی مایعات

- [8]. Zhong X., Chen J., An R., Li K., Chen M., "A state-of-the-art review of nanoparticle applications with a focus on heavy oil viscosity reduction," *Journal of Molecular Liquids*, vol. 344, pp. ,(2021).
- [9]. Patel H., Shah S. N., Ahmed R., Ucan S., "Effects of nanoparticles and temperature on heavy oil viscosity," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. pp. ,(2018).
- [10]. Afzal S., Ehsani M. R., Nikookar M., Khodabandeh-Shahraki A. R., Roayaei E., Mohammadi A. H., "Reduction of heavy oil viscosity using nanoparticles in enhanced oil recovery process," *Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment*, vol. pp. 169-185,(2015).
- [11]. Li H., Gao H., Zhao X., Xia Z., Yu B., Sun D., "Experimental study on viscosity reduction of heavy oil with water content by synergistic effect of microwave and nanocatalyst," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. pp. 109271,(2022).
- [12]. Shokrlu Y. H., Babadagli T., "Viscosity reduction of heavy oil/bitumen using micro- and nano-metal particles during aqueous and non-aqueous thermal applications," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, pp. 210-220,(2014).
- [13]. Sabet S., Omidkhah M., Jafari A., "Viscosity reduction of extra-heavy crude oil using nanocatalysts," *Korean Journal of Chemical Engineering*, vol. 39, pp. 1-8,(2022).
- [14]. Iskandar F., Dwinanto E., Abdullah M., Muraza O., "Viscosity reduction of heavy oil using nanocatalyst in aquathermolysis reaction," *KONA Powder and Particle*
- [1]. Souas F., Safri A., Benmounah A., "A review on the rheology of heavy crude oil for pipeline transportation," *Petroleum Research*, vol. 6, pp. 116-136,(2021).
- [2]. Soliman A. A., Aboul-Fetouh M. E., Gomaa S., Aboul-Fotouh T. M., Attia A. M., "Optimizing in-situ upgrading of heavy crude oil via catalytic aquathermolysis using a novel graphene oxide-copper zinc ferrite nanocomposite as a catalyst," *Scientific Reports*, vol. 14, pp. ,(2024).
- [3]. Gao C., Xiong R., Guo J., Kiyiing W., Song H., Wang L., Zhang W., Chen X., "A review of chemical viscosity reducers for heavy oil: Advances and application strategies," *Fuel Processing Technology*, vol. 269, pp. ,(2025).
- [4]. Rueda-Velásquez R. I., Gray M. R., "A viscosity-conversion model for thermal cracking of heavy oils," *Fuel*, vol. 197, pp. 82-90,(2017).
- [5]. Zachariah A., De Klerk A., "Partial Upgrading of Bitumen: Impact of Solvent Deasphalting and Visbreaking Sequence," *Energy and Fuels*, vol. 31, pp. 9374-9380,(2017).
- [6]. Sabet S. A., Omidkhah M., Jafari A., "Viscosity reduction of extra-heavy crude oil using nanocatalysts," *Korean Journal of Chemical Engineering*, vol. 39, pp. 1207-1214,(2022).
- [7]. Wu C., Su J., Zhang R., Lei G., Cao Y., "The use of a nano-nickel catalyst for upgrading extra-heavy oil by an aquathermolysis treatment under steam injection conditions," *Petroleum Science and Technology*, vol. 31, pp. 2211-2218,(2013).



- aquathermolysis,” *Materials Science Forum*, vol. 737, pp. 93-97,(2013).
- [22].Chen Y., Wang Y., Wu C., Xia F., “Laboratory experiments and field tests of an amphiphilic metallic chelate for catalytic aquathermolysis of heavy oil,” *Energy & Fuels*, vol. 22, pp. 1502-1508,(2008).
- [23].Wang Y., Chen Y., He J., Li P., Yang C., “Mechanism of catalytic aquathermolysis: Influences on heavy oil by two types of efficient catalytic ions: Fe^{3+} and Mo^{6+} ,” *Energy & Fuels*, vol. 24, pp. 1502-1510,(2010).
- [24].Nurhayati T., Iskandar F., Khairurrijal K., Mikrajuddin A., “Syntheses of hematite ($\alpha-Fe_2O_3$) nanoparticles using microwave-assisted calcination method,” *Materials Science Forum*, vol. 737, pp. 197-203,(2013).
- [25].Nugraha M. I., Noorlaily P., Abdullah M., Khairurrijal K., Iskandar F., “Synthesis of $NixFe_3-xO_4$ nanoparticles by microwave-assisted coprecipitation and their application in viscosity reduction of heavy oil,” *Materials Science Forum*, vol. 737, pp. 204-208,(2013).
- [26].Iskandar F., Fitriani P., Merissa S., Mukti R. R., Khairurrijal, Abdullah M., “ Fe_3O_4 /Zeolite nanocomposites synthesized by microwave assisted coprecipitation and its performance in reducing viscosity of heavy oil,” *AIP conference proceedings*, vol. 1586, pp. 132-135,(2014).
- [27].Dehaghani A. H. S., Badizad M. H., “Experimental study of Iranian heavy crude oil viscosity reduction by diluting with heptane, methanol, toluene, gas condensate and naphtha,” *Petroleum*, vol. 2, pp. 415-424,(2016).
- [28].Doust A. M., Rahimi M., Feyzi M., “Effects Journal, vol. 33, pp. 3-16,(2016).
- [15].Pinzón D. M., “Rheological demonstration of heavy oil viscosity reduction by NiO/SiO₂ nanoparticles-assisted ultrasound cavitation,” *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, vol. 2018-September, pp. ,(2018).
- [16].Wang H., Fan W., Li J., Tang X., Qing D., Lu J., “Size effect of iron oxide nanocatalysts on heavy oil viscosity reduction through catalytic aquathermolysis,” *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, vol. 186, pp. ,(2025).
- [17].Sabet S., Omidkhal M., Jafari A., “Methods for Viscosity Reduction of Heavy Crude Oil with Focus on Nano Catalysts: A Review Study,” *Iranian Chemical Engineering Journal*, pp. 74-85,(2020).
- [18].Li K., Hou B., Wang L., Cui Y., “Application of carbon nanocatalysts in upgrading heavy crude oil assisted with microwave heating,” *Nano letters*, vol. 14, pp. 3002-3008,(2014).
- [19].Mateus L., Taborda E. A., Moreno-Castilla C., López-Ramón M. V., Franco C. A., Cortés F. B., “Extra-heavy crude oil viscosity reduction using and reusing magnetic copper ferrite nanospheres,” *Processes*, vol. 9, pp. 175,(2021).
- [20].Wei L., Zhu J.-h., Qi J.-h., “Application of nano-nickel catalyst in the viscosity reduction of Liaohe extra-heavy oil by aqua-thermolysis,” *Journal of Fuel Chemistry and Technology*, vol. 35, pp. 176-180,(2007).
- [21].Noorlaily P., Nugraha M. I., Khairurrijal K., Abdullah M., Iskandar F., “Ethylene glycol route synthesis of nickel oxide nanoparticles as a catalyst in



metals salt solutions as additives in steam recovery processes," SPE Annual Technical Conference and Exhibition?, pp. SPE-18076-MS,(1988).

- [36]. Angeles M., Leyva C., Ancheyta J., Ramírez S., "A review of experimental procedures for heavy oil hydrocracking with dispersed catalyst," *Catalysis Today*, vol. 220, pp. 274-294,(2014).
- [37]. Zhang J., Li X., Chen G., Su H., Zhao W., "Study on aquathermolysis of heavy oil at relatively low temperature catalyzed by water-soluble complexes," *J. Fuel Chem. Technol*, vol. 42, pp. 443-448,(2014).
- [38]. Clark P. D., Dowling N. I., Hyne J. B., Lesage K. L., "The chemistry of organosulphur compound types occurring in heavy oils: 4. the high-temperature reaction of thiophene and tetrahydrothiophene with aqueous solutions of aluminium and first-row transition-metal cations," *Fuel*, vol. 66, pp. 1353-1357,(1987).
- [39]. Clark P. D., Hyne J. B., "Chemistry of organosulphur compound types occurring in heavy oil sands: 3. Reaction of thiophene and tetrahydrothiophene with vanadyl and nickel salts," *Fuel*, 1649,(1984).
- [40]. Zhao X.-f., Tan X.-h., Liu Y.-j., "Behaviors of oil-soluble catalyst for aquathermolysis of heavy oil," *Ind Catal*, vol. 11, pp. 31-34,(2008).
- [41]. Zhao F., Liu Y., Wu Y., Zhao X., Tan L., "Study of catalytic aquathermolysis of heavy oil in the presence of a hydrogen donor," *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, vol. 48, pp. 273-282,(2012).
- [42]. Chao K., Chen Y., Li J., Zhang X., Dong B., "Upgrading and visbreaking of super-heavy oil by catalytic aquathermolysis with of solvent addition and ultrasound waves on viscosity reduction of residue fuel oil," *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, vol. 95, pp. 353-361,(2015).
- [29]. Mousavi S. M., Ramazani A., Najafi I., Davachi S. M., "Effect of ultrasonic irradiation on rheological properties of asphaltenic crude oils," *Petroleum Science*, vol. 9, pp. 82-88,(2012).
- [30]. Zhao F., Liu Y., Lu N., Xu T., Zhu G., Wang K., "A review on upgrading and viscosity reduction of heavy oil and bitumen by underground catalytic cracking," *Energy Reports*, vol. 7, pp. 4249-4272,(2021).
- [31]. Maity S., Ancheyta J., Marroquín G., "Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: A review," *Energy & Fuels*, vol. 24, pp. 2809-2816,(2010).
- [32]. Zhong L., Liu Y., Fan H., Jiang S., "Liaohe extra-heavy crude oil underground aquathermolytic treatments using catalyst and hydrogen donors under steam injection conditions," *SPE international improved oil recovery conference in Asia Pacific*, pp. 84863,(2003).
- [33]. Yi Y., Li S., Ding F., Yu H., "Change of asphaltene and resin properties after catalytic aquathermolysis," *Petroleum Science*, vol. 6, pp. 194-200,(2009).
- [34]. Ajumobi O. O., Muraza O., Kondoh H., Hasegawa N., Nakasaka Y., Yoshikawa T., Al Amer A. M., Masuda T., "Upgrading oil sand bitumen under superheated steam over ceria-based nanocomposite catalysts," *Applied energy*, vol. 218, pp. 1-9,(2018).
- [35]. Rivas O., Campos R., Borges L., "Experimental evaluation of transition



- [51]. Brown A. R., Hart A., Coker V. S., Lloyd J. R., Wood J., "Upgrading of heavy oil by dispersed biogenic magnetite catalysts," *Fuel*, vol. 185, pp. 442-448,(2016).
- [52]. Hendraningrat L., Souraki Y., Ole T., "Experimental investigation of decalin and metal nanoparticles-assisted bitumen upgrading during catalytic aquathermolysis," *SPE/EAGE European unconventional resources conference and exhibition*, pp. 1-11,(2014).
- [53]. Yang Z., Liu X., Li X., Zhao M., Zhang Z., Su C., "Preparation of silica supported nanoscale zero valence iron and its feasibility in viscosity reduction of heavy oil," *Micro & Nano Letters*, vol. 9, pp. 355-358,(2014).
- [54]. Zhao K., Wang X., Pan H., Li Q., Yang J., Li X., Zhang Z., "Preparation of molybdenum-doped akaganeite nano-rods and their catalytic effect on the viscosity reduction of extra heavy crude oil," *Applied Surface Science*, vol. 427, pp. 1080-1089,(2018).
- [55]. Ovalles C., Filgueiras E., Morales A., Scott C. E., Gonzalez-Gimenez F., Embaid B. P., "Use of a dispersed iron catalyst for upgrading extra-heavy crude oil using methane as source of hydrogen☆," *Fuel*, vol. 82, pp. 887-892,(2003).
- [56]. Masoudian K., Sadighi S., Tofigh A., Khodadadi Z., "Upgrading extra heavy crude oil using technical grade sodium molybdate," *Journal of Applied Researches in Chemistry*, vol. 7(4), pp. 39-45,(2014).
- [57]. He Z., Zhan W., Zhang J., Pang Q., Zhang S., Tian C., "Influence of sodium on coke microstructure in different reaction atmosphere," *Minerals, Metals and Materials Series*, pp. 161-169,(2017).
- aromatic sulfonic copper," *Fuel Processing Technology*, vol. 104, pp. 174-180,(2012).
- [43]. Chen Y., Yang C., Wang Y., "Gemini catalyst for catalytic aquathermolysis of heavy oil," *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, vol. 89, pp. 159-165,(2010).
- [44]. Wen S., Zhao Y., Liu Y., Hu S., "A study on catalytic aquathermolysis of heavy crude oil during steam stimulation," *SPE International Conference on Oilfield Chemistry?*, pp. SPE-106180-MS,(2007).
- [45]. Liu Y., Chen E., Wen S., "The preparation and evaluation of oil-soluble catalyst for aquathermolysis of heavy oil," *Chem. Eng. Oil Gas*, vol. 34, pp. 511-512,(2005).
- [46]. Yusuf A., Al-Hajri R. S., Al-Waheibi Y. M., Jibril B. Y., "In-situ upgrading of Omani heavy oil with catalyst and hydrogen donor," *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, vol. 121, pp. 102-112,(2016).
- [47]. Li C., Meng H., Yang T., Li J., Qin Y., Huang Y., Deng W., "Study on catalytic performance of oil-soluble iron-nickel bimetallic catalyst in coal/oil co-processing," *Fuel*, vol. 219, pp. 30-36,(2018).
- [48]. Chen Y., Wang Y., Lu J., Wu C., "The viscosity reduction of nano-keggins- $K_3PMo_1_2O_{40}$ in catalytic aquathermolysis of heavy oil," *Fuel*, vol. 88, pp. 1426-1434,(2009).
- [49]. Chheda B. D., Banavali R. M., Mazza G., "Recovery and transportation of heavy crude oils," *Google Patents*, ,(2002).
- [50]. Galarraga C. E., Pereira-Almao P., "Hydrocracking of Athabasca bitumen using submicronic multimetallic catalysts at near in-reservoir conditions," *Energy & Fuels*, vol. 24, pp. 2383-2389,(2010).



- content," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 163, pp. 37-44,(2018).
- [65]. Wang J., Liu R., Tang Y., Zhu J., Sun Y., Zhang G., "Synthesis of polycarboxylate viscosity reducer and the effect of different chain lengths of polyether on viscosity reduction of heavy oil," *Polymers*, vol. 14, pp. 3367,(2022).
- [66]. Farahbakhsh A., Taghizadeh M., Yakhechali B., Movagharnjad K., "Evaluating the Role of an Emulsifier Produced by *Bacillus licheniformis* Strain ACO4 in Reducing the Viscosity of Nowruz Heavy Crude Oil," *Nashrieh Shimi va Mohandesi Shimi Iran*, vol. 30, pp. 53-60,(2011).
- [67]. Luo J. H., Zhao C. Q., Zhang D., Wang K., Jiang B., "A Preliminary Study on Viscosity Reduction of Heavy Crude Oil by Using Sulfonated Heavy Crude Oil," *Oilfield Chemistry*, 208,(2003).
- [68]. Fei D., Guo J., Xiong R., Zhang X., Kang C., Kiyngi W., "Preparation and Performance Evaluation of Amphiphilic Polymers for Enhanced Heavy Oil Recovery," *Polymers*, vol. 15, pp. ,(2023).
- [69]. Alade O. S., Al Shehri D., Mahmoud M., Mokheimer E. M. A., Al Hamad J., Kamal M. S., Al-Nakhli A., Sasaki K., "A novel technique for heavy oil recovery using poly vinyl alcohol (PVA) and PVA-NaOH with ethanol additive," *Fuel*, vol. 285, pp. ,(2021).
- [70]. Tabora E. A., Alvarado V., Franco C. A., Cortés F. B., "Rheological demonstration of alteration in the heavy crude oil fluid structure upon addition of nanoparticles," *Fuel*, vol. 189, pp. 322-333,(2017).
- [71]. Yu J., Quan H., Huang Z., Shi J., Chang S., Zhang L., Chen X., Hu Y., "Interaction between hydrophobic chitosan derivative
- [58]. Alfi M., Barrufet M. A., Da Silva P. F., Moreira R. G., "Simultaneous application of heat and electron particles to effectively reduce the viscosity of heavy deasphalted petroleum fluids," *Energy and Fuels*, vol. 27, pp. 5116-5127,(2013).
- [59]. Ali E., Wazeer I., Almutlaq A., Rallapalli J., Hadj-Kali M. K., "Retrofitting Heat Exchanger Network of Industrial Ethylene Glycol Plant using Heat Integration based on Pinch Analysis," *Polish Journal of Chemical Technology*, vol. 24, pp. 8-20,(2022).
- [60]. Askarian M., Vatani A., Edalat M., "Heavy oil upgrading in a hydrodynamic cavitation system: CFD modelling, effect of the presence of hydrogen donor and metal nanoparticles," *Canadian Journal of Chemical Engineering*, vol. 95, pp. 670-679,(2017).
- [61]. Li X., Hou L., He S., Chai C., Huang Y., "Experimental Investigation of Magnetic Field Influence on Viscosity of Waxy Crude Oil Emulsion," *Environmental Science and Engineering*, pp. 183-194,(2023).
- [62]. Chen X., Hou L., Li W., Li S., "Influence of electric field on the viscosity of waxy crude oil and micro property of paraffin: A molecular dynamics simulation study," *Journal of Molecular Liquids*, vol. 272, pp. 973-981,(2018).
- [63]. Subramanian D., Wu K., Firoozabadi A., "Ionic liquids as viscosity modifiers for heavy and extra-heavy crude oils," *Fuel*, vol. 143, pp. 519-526,(2015).
- [64]. Zhu L., Wang Y., Wang S., Huo T., Jing X., Li A., Xia D., "High viscosity-reducing performance oil-soluble viscosity reduction agents containing acrylic acid ester as monomer for heavy oil with high asphaltene

- [78]. Zhang S., Sun X., Zheng D., Liu C., Miao X., Zhao K., "Characterization of crude oil viscosity change under laser irradiation," *Laser Physics Letters*, pp. ,(2022).
- [79]. Azeez A. W., Hussein H. Q., "Viscosity reduction of heavy crude oil using ultrasonication assisted by SiFe nanoparticles," *Chemical Papers*, 2517,(2025).
- [72]. Yu J., Quan H., Huang Z., Li P., Chang S., "Synthesis of a Heavy-Oil Viscosity Reducer Containing a Benzene Ring and Its Viscosity Reduction Mechanism," *ChemistrySelect*, vol. 7, pp. e202102694,(2022).
- [73]. Abdollahzadeh Sharghi E., "Challenges in using heavy crude oil: formation of stable emulsions and difficulties in pipeline transportation," *Farayandno*, vol. 13, pp. 61-84,(2018).
- [74]. Tandon R., Tandon N., Patil S. M., "Overview on magnetically recyclable ferrite nanoparticles: synthesis and their applications in coupling and multicomponent reactions," *RSC Advances*, pp. 29333-29353,(2021).
- [75]. Zheng Y. P., Liu Q., Nie C., Sun X., Chene Q. Q., "Research on the viscosity prediction model of viscous oil mixtures based on BP-neural network," *Oilfield Chemistry*, vol. 31, pp. 231-235,(2014).
- [76]. Wang G., Li F., "Online viscosity measurement based on the electromechanical impedance of piezoelectric transducers," *Proceedings of the 7th Asia-Pacific Workshop on Structural Health Monitoring, APWSHM 2018*, pp. 450-457,(2018).
- [77]. Vakili-Nezhaad G., Al-Wadhahi M., Gujrathi A. M., Al-Maamari R., Mohammadi M., "Effect of temperature and diameter of narrow single-walled carbon nanotubes on the viscosity of nanofluid: A molecular dynamics study," *Fluid Phase Equilibria*, vol. 434, pp. 193-199,(2017).
- and asphaltene in heavy oil to reduce viscosity of heavy oil," *International Journal of Biological Macromolecules*, vol. 247, pp. 125573,(2023).



A Review of Heavy Crude Oil Viscosity Reduction Methods Using Nanocatalysts and Other Techniques

Armin Sabetghadam-Isfahani^{1,2}, Yegane Davoodbeygi^{3*}, Roya Baghestani⁴,
Seyed Mahmoud Latifi⁵

1. Ph.D. Student, Faculty of Mechanical Engineering, Isfahan University of Technology, Isfahan, Iran
2. Hormozgan Province Gas Company(HPGC), Bandar Abbas, Iran
3. Assistant Professor, Department of Chemical Engineering, Faculty of Chemical and Petroleum Engineering, University of Hormozgan, Bandar Abbas, Iran
4. M.Sc., Department of Safety Engineering and Technical Inspection, Faculty of Chemical and Petroleum Engineering, University of Hormozgan, Bandar Abbas, Iran
5. M.Sc. Student, Department of Corrosion and Materials Protection Engineering, Daryasahili Campus, Amirkabir University of Technology, Bandar Abbas, Iran

ARTICLE INFO

REVIEW ARTICLE

Article History:

Received: 01 February 2025

Revised: 26 April 2025

Accepted: 07 May 2025

Keywords:

Viscosity

Heavy Crude Oil

Nanocatalyst, Advanced
Methods

Nanocatalyst synthesis

ABSTRACT

Heavy crude oil, due to its high viscosity, poses difficulties in extraction and transportation, necessitating efficient methods for viscosity reduction. This review study evaluates various techniques, with a focus on nanocatalysts. Nanocatalysts such as nanosilica, nanonickel, nano iron oxide, and nanocarbon have shown significant reductions in viscosity (up to 99% under laboratory conditions) through facilitating chemical reactions and molecular breakdown. Their efficiency is enhanced when combined with technologies such as microwave heating and ultrasonic waves. Despite their high potential, nanocatalysts face challenges such as stability under operational conditions, high production costs, and recovery issues. Alternative methods, such as biotechnological approaches using bacterial emulsifiers, offer environmentally friendly solutions with viscosity reductions of 60-80%. Future research will focus on improving catalyst stability, developing environmentally friendly catalysts, and integrating with artificial intelligence for process optimization. This review highlights the economic and environmental benefits of nanocatalyst-based methods and emphasizes the need for ongoing research to overcome challenges and facilitate industrial application.

DOR: [20.1001.1.2502.1086.1404.02.17](https://doi.org/10.1001.1.2502.1086.1404.02.17)

How to cite this article

A. Sabetghadam-Isfahani, Y. Davoodbeygi, R. Baghestani, S.M. Latifi, A Review of Heavy Crude Oil Viscosity Reduction Methods Using Nanocatalysts and Other Techniques. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2025 12(2): 18-49. (https://www.ijge.irangi.org/article_732239.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: y.davoodbeygi@hormozgan.ac.ir, (Y. Davoodbeygi).

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>)



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^۳، علی وطنی^۴

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.

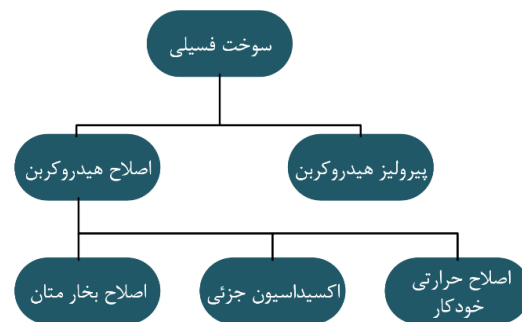
کلید واژه‌ها: اصلاح بخار متان، فناوری جذب و ذخیره‌سازی کربن (CCS)، سامانه‌های جذب، استفاده و ذخیره‌سازی کربن (CCUS)، سامانه‌های جذب، استفاده و بدون ذخیره کربن (CCU)، هیدروژن خاکستری، هیدروژن آبی



۱. مقدمه

امروزه در دنیا هیدروژن به صورت تجاری تولید می‌شود. این ماده به عنوان یک عنصر، منبع اولیه انرژی یا خوراک قابل استفاده در صنایع شیمیایی، پتروشیمیایی و پالایشگاه‌ها، تولید فولاد، تولید گرما و برق و صنایع حمل و نقل است. تولید فعلی جهانی هیدروژن حدود ۷۵ میلیون تن در سال به عنوان هیدروژن خالص و ۴۵ میلیون تن در سال به عنوان 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، به ویژه 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 به دست می‌آید [۳]. تکنیک‌های رایج و به صرفه 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 به عنوان 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 به عنوان 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، به عنوان 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 به راحتی برای پاسخ‌گویی به تقاضای روزافزون انرژی پاک افزایش داد. فناوری مورد نیاز 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)، CCU و CCUS (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].

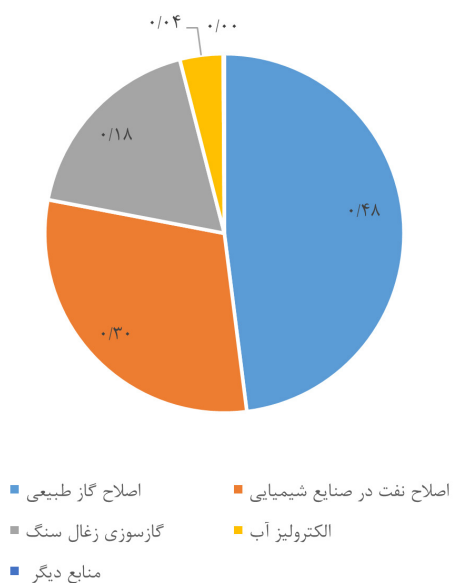
1. Steam Methane Reforming
2. Auto Thermal Reforming
3. Carbon Capture Storage
4. Carbon Capture Utilisation and Storage
5. Carbon Capture Utilisation



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

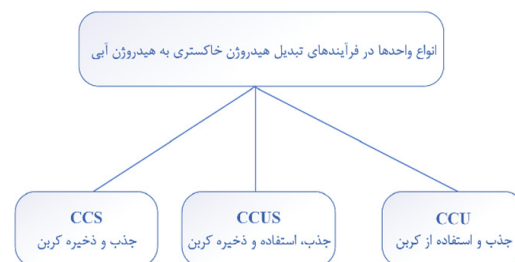
۲. هیدروژن خاکستری

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.



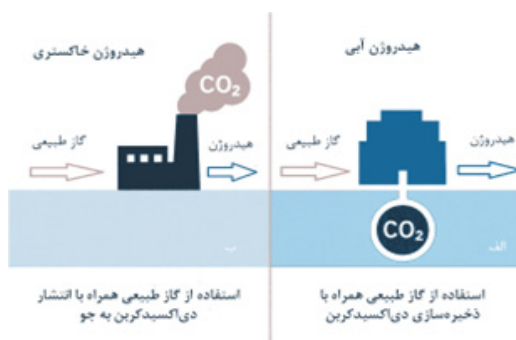
شکل ۵: سهم تولید هیدروژن در مقیاس صنعتی [۷]

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.

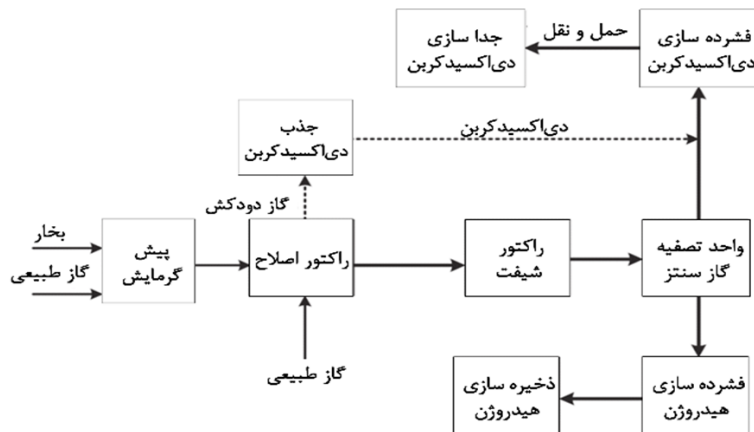
SMR به‌عنوان یک گزینه مناسب برای برآورد تقاضای فزاینده برای هیدروژن بوده که به‌دلیل توانایی آن برای تولید انبوه هیدروژن و بلوغ فناوری همراه واحدهای CCU و CCUS رویکردی امیدوارکننده برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای (GHG) و کاهش مصرف منابع فسیلی است. هیدروژن به‌دلیل ویژگی‌های ذاتی خود به‌عنوان یک حامل 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 CO₂، 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 برپایه 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، به‌دلیل 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،

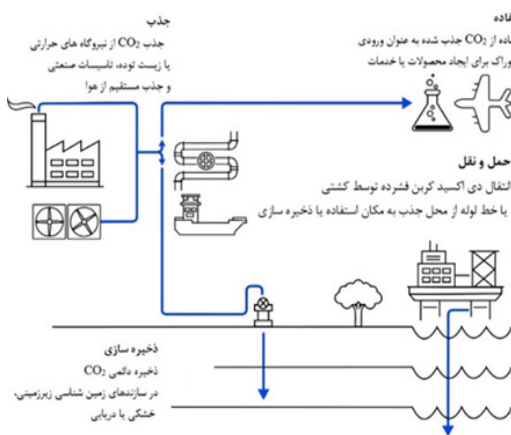
1. Ru
2. Rh
3. Pd
4. Ir
5. Pt
6. Water Gas Shift Reaction
7. Redox
8. Langmuir-Hinshelwood

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 پپرازین (PZ)^۲ بیش‌ترین کاربرد را دارند. اگرچه MEA اثربخشی بالایی دارد، اما به دلیل مصرف انرژی زیاد، امروزه ترکیب‌هایی مانند متیل‌دی‌تانول آمین-پپرازین^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

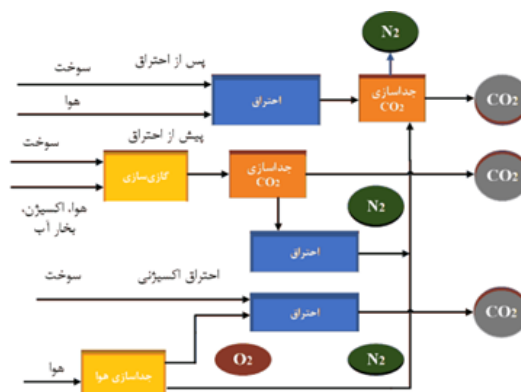
می‌روند که از نظر مصرف انرژی مزایای قابل توجهی دارند [۲۹]. مزیت عمده این روش، کارایی بالاتر آن نسبت به جذب پس از احتراق به دلیل مواجهه با جریان‌های غلیظتر CO_2 است. هم‌چنین، به‌کارگیری فناوری‌هایی مانند SEWGS و غشاهای پالادیومی، کاهش مصرف انرژی به ازای هر واحد CO_2 جذب‌شده و تولید هیدروژن پاک را در پی 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 مقرون به صرفه 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 جذب شده 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 مقرون به صرفه 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، در حالی که 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 به اضافه 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 چگال‌تر 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 خطر، 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

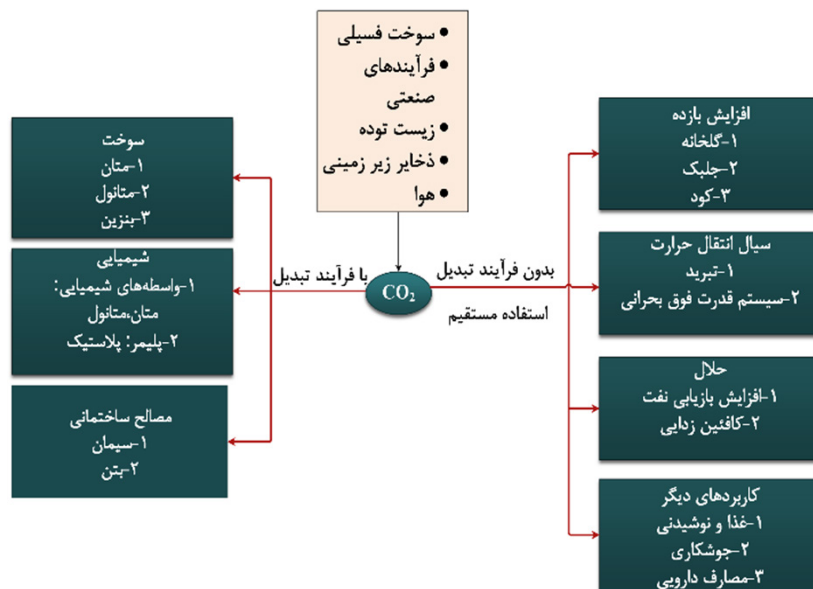
در (شکل ۱۰)، کاربردهای جذب گاز دی‌اکسید کربن نشان داده شده است. برخی از این کاربردها به‌طور مستقیم در زمینه‌هایی مانند حلال‌ها، سیالات انتقال حرارت، صنایع

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 CO_2 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 CO_2 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 CO_2 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 انرژی‌ری با (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 بهره می‌برد 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 بهره می‌برد. 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 بهره می‌برد 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. Aleksandrzak, 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>) 



دی‌اکسید کربن، چالش‌ها، منابع و کاربردهای صنعتی: مروری اجمالی بر روش‌های انتقال، جذب و کاهش انتشار

حمید مقدم دیمه*

استادیار، گروه مهندسی شیمی، دانشکده مهندسی، دانشگاه سیستان و بلوچستان، زاهدان، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: h.moghadam@eng.usb.ac.ir

مقاله‌ی مروری

صفحه ۷۳ - ۸۹

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۳/۱۷

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۲/۰۹

چکیده

دی‌اکسید کربن یکی از مهم‌ترین گازهای گلخانه‌ای است که به‌طور طبیعی و همچنین در نتیجه فعالیت‌های انسانی در جو زمین منتشر می‌شود. این گاز به‌طور طبیعی از طریق فرآیندهایی مانند تنفس موجودات زنده، فوران‌های آتشفشانی و تجزیه مواد آلی وارد جو می‌شود؛ اما در دو قرن اخیر، فعالیت‌های صنعتی انسان باعث افزایش چشمگیر غلظت این گاز در جو شده است. گرمایش جهانی را شاید بتوان مهم‌ترین مشکل ناشی از افزایش دی‌اکسید کربن در جو به‌عنوان یک گاز گلخانه‌ای دانست. در بررسی حاضر سعی شده است ابتدا به منابع انتشار دی‌اکسید کربن اشاره شود. سپس روش‌های جذب طبیعی این گاز به‌اختصار مورد بررسی قرار گرفته است. از آنجا که در چند دهه اخیر تعادلی بین نرخ انتشار و جذب دی‌اکسید کربن در جو وجود نداشته و انباشت این گاز در جو مشکلات متعددی را به همراه داشته است، روش‌های کاهش انتشار و جذب این گاز مورد بررسی قرار گرفته است. مقایسه میان روش‌های مختلف جذب گاز دی‌اکسید کربن نشان می‌دهد، در حال حاضر جذب شیمیایی با آمین‌ها، با توجه به بلوغ فناوری و سطح تجاری‌سازی از سایر روش‌ها مقرون به‌صرفه‌تر می‌باشد. در ادامه مقاله، روش‌های انتقال دی‌اکسید کربن و درنهایت روش‌های استفاده از دی‌اکسید کربن مورد بررسی قرار گرفته است.

کلیدواژه‌ها: جذب دی‌اکسید کربن، انتقال دی‌اکسید کربن، گاز گلخانه‌ای، ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن

۱. منابع انتشار دی‌اکسید کربن

انتشار دی‌اکسید کربن در جو از منابع مختلفی صورت می‌گیرد که هر کدام سهم مشخصی در کل انتشار دارند [۱]. بخشی از این انتشار به‌صورت طبیعی (غیرانسانی) در طول میلیون‌ها سال در جو زمین انجام شده است که از آن جمله می‌توان به تنفس موجودات زنده، فعالیت‌های آتشفشانی، تجزیه مواد آلی، آتش‌سوزی‌های طبیعی، تبخیر از اقیانوس‌ها و برخی فرآیندهای زمین‌شناسی اشاره کرد. سالانه بالغ‌بر ۲۷۰ میلیارد تن دی‌اکسید کربن به‌صورت طبیعی (غیرانسانی) به‌واسطه تنفس جانوران و گیاهان (حدود ۱۲۰

میلیارد تن)، تجزیه مواد آلی در خاک (بالغ‌بر ۶۰ میلیارد تن)، انتشار از اقیانوس‌ها (حدود ۹۰ میلیارد تن) و فوران‌های آتشفشانی (حدود ۰/۳ میلیارد تن) وارد جو می‌شود [۲]. این میزان انتشار که به انتشار طبیعی شناخته می‌شود، حدود ۹۶ تا ۹۸ درصد از کل انتشار جهانی دی‌اکسید کربن به جو را شامل می‌شود. نکته مهم این است که در شرایط طبیعی، این نوع انتشار با مکانیسم‌های جذب گاز دی‌اکسید کربن مانند فتوسنتز گیاهان و حل شدن در اقیانوس‌ها که در طبیعت وجود دارد، متعادل می‌شود. این در حالی است که تشدید



نمونه قطع درختان جنگل‌های آمازون در سال ۲۰۲۲ منجر به انتشار ۱/۵ میلیارد تن دی‌اکسید کربن شده است. جنگل‌زدایی سالانه باعث انتشار حدود ۵ میلیارد تن دی‌اکسید کربن می‌شود [۴].

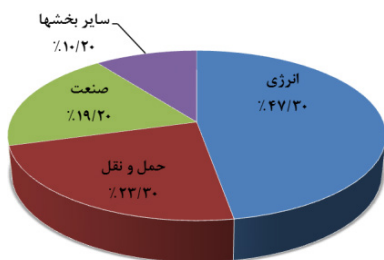
۱-۲. سوخت‌های فسیلی

سوخت‌های فسیلی عامل حدود ۸۸ درصد از انتشار دی‌اکسید کربن ناشی از فعالیت‌های انسانی است و بزرگ‌ترین محرک تغییرات اقلیمی محسوب می‌شود. کل انتشار سالانه دی‌اکسید کربن با عوامل انسانی در سال ۲۰۲۳ حدود ۳۷ میلیارد تن بوده است که از این میان سهم سوخت‌های فسیلی بالغ بر ۳۲/۶ میلیارد تن می‌باشد. از این مقدار حدود ۴۳ درصد (۱۴ میلیارد تن) مربوط به نفت، ۳۵ درصد مربوط به زغال سنگ (۱۱/۴ میلیارد تن) و ۲۲ درصد مربوط به گاز طبیعی (۷/۲ میلیارد تن) است [۵]. نیروگاه‌های تولید برق با سوخت فسیلی از بزرگ‌ترین منابع انتشار هستند. سیمان، فولاد و پتروشیمی از دیگر منابع مهم انتشار CO₂ هستند. علاوه بر این موارد، وسایل نقلیه موتوری با سوخت فسیلی سهم قابل توجهی در انتشار CO₂ دارند [۶]. در نهایت مصرف انرژی در منازل، به‌ویژه برای گرمایش و پخت‌وپز، منجر به انتشار CO₂ می‌شود. در (شکل ۱) سهم انتشار هر یک از بخش‌های ذکر شده در بالا ارائه شده است.

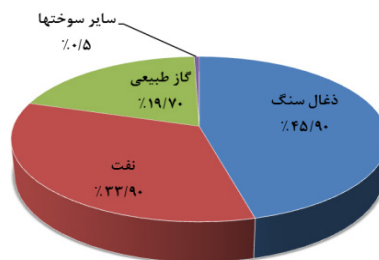
فعالیت‌های صنعتی در چند دهه اخیر و افزایش نرخ انتشار گاز دی‌اکسید کربن در جو، این تعادل طبیعی را برهم زده است [۳]. انتشار دی‌اکسید کربن با منشأ انسانی (انسان‌ساز) که حدود ۴۲ میلیارد تن است، تنها ۲ تا ۴ درصد از انتشار سالانه به جو را شامل می‌شود؛ اما از آنجا که یک تعادل مناسب بین انتشار طبیعی و جذب طبیعی دی‌اکسید کربن (که بعداً به آن اشاره خواهد شد) وجود دارد، همین مقدار اندک انتشار انسان‌ساز، عامل اصلی افزایش غلظت دی‌اکسید کربن در جو و پیامدهای آن می‌باشد؛ بنابراین هدف اصلی این قسمت شرح منابع انسانی انتشار گاز دی‌اکسید کربن است که در ادامه به‌صورت موردی به آن‌ها اشاره شده است.

۱-۱. جنگل‌زدایی

جنگل‌زدایی به‌عنوان یکی از عوامل کلیدی تغییرات اقلیمی، سهمی در حدود ۱۲ درصد از کل انتشار دی‌اکسید کربن ناشی از فعالیت‌های انسانی را به خود اختصاص داده است. جنگل‌ها به‌عنوان ریه‌های زمین حدود ۶۰۰ میلیارد تن کربن را در زیست‌توده خود ذخیره کرده‌اند. قطع درختان این کربن را به‌صورت دی‌اکسید کربن آزاد می‌کند (مانع جذب می‌شود). تغییر کاربری اراضی و تبدیل جنگل‌ها به زمین‌های کشاورزی یا مناطق مسکونی ظرفیت جذب گاز دی‌اکسید کربن را کاهش می‌دهد. برای



(ب)



(الف)

شکل ۱: سهم انتشار گاز دی‌اکسید کربن ناشی از سوخت‌های فسیلی مختلف (الف) در بخش‌های مختلف (ب) [۷]

جذب طبیعی نقش حیاتی در تنظیم اقلیم جهانی ایفا می‌کنند. اقیانوس‌ها سالانه حدود ۲۵-۳۰ درصد از دی‌اکسید کربن تولیدشده توسط انسان را جذب می‌کنند. این مقدار معادل جذب ۹۰ میلیارد تن دی‌اکسید کربن در سال است (البته اقیانوس‌ها در همان زمان حدود ۸۸ میلیارد تن هم آزاد می‌کنند که پیش از صنعتی شدن، این دو مقدار تقریباً برابر بودند). دی‌اکسید کربن جذب شده توسط اقیانوس‌ها وارد یک چرخه پیچیده می‌شود که شامل واکنش‌های

۲. جذب طبیعی دی‌اکسید کربن

طبیعت از طریق چند مکانیسم کلیدی، سالانه حدود ۵۵ درصد از دی‌اکسید کربن منتشر شده توسط انسان را جذب می‌کند.

۱-۲. اقیانوس‌ها

یکی از بزرگ‌ترین روش‌های جذب طبیعی دی‌اکسید کربن در کره زمین جذب در اقیانوس‌ها است و این روش

شیمیایی و تعامل با زیست‌بوم‌های دریایی است. این فرایندها تأثیرات مثبت و منفی متعددی بر محیط‌زیست دریایی دارند [۸]. به‌طور خلاصه در این روش، دی‌اکسید کربن موجود در جو با سطح آب اقیانوس تماس پیدا می‌کند و در آن حل می‌شود. پس از حل شدن، دی‌اکسید کربن با آب واکنش داده و به اسید کربنیک تبدیل می‌شود که سپس به یون‌های بیکربنات و کربنات تجزیه می‌گردد [۹]. این واکنش‌ها باعث می‌شود اقیانوس‌ها بتوانند مقادیر بیشتری دی‌اکسید کربن جذب کنند. این فرایند بخشی از چرخه طبیعی کربن در اقیانوس‌هاست، اما باعث افزایش اسیدیته آب (کاهش pH) می‌شود. گیاهان و جلبک‌های دریایی، طی فرایند فتوسنتز، CO₂ را جذب و به شکل زیست‌توده ذخیره کرده و حدود ۴۰ درصد از جذب اقیانوسی را انجام می‌دهند. برخی از این موجودات پس از مرگ به اعماق اقیانوس فرو می‌روند و کربن را برای مدت طولانی در رسوبات اقیانوسی ذخیره می‌کنند. CO₂ جذب‌شده به‌طور غیرمستقیم در تشکیل کربنات کلسیم (CaCO₃) نقش دارد. موجودات دریایی مانند مرجان‌ها و صدف‌ها از این ماده برای ساخت پوسته‌های خود استفاده می‌کنند [۱۰]. با مرگ این موجودات، پوسته‌ها به بستر اقیانوس فرو رفته و بخشی از چرخه طولانی مدت کربن می‌شوند. البته جذب بیش از حد نیز اثرات جانبی مخربی دارد. افزایش غلظت CO₂ باعث کاهش pH آب اقیانوس‌ها می‌شود که به‌عنوان «اسیدی شدن اقیانوس‌ها» شناخته می‌شود (از سال ۱۷۵۰ میلادی تاکنون، اسیدیته اقیانوس‌ها حدود ۳۰ درصد افزایش یافته است). این پدیده می‌تواند به زیست‌بوم‌های حساس مانند صخره‌های مرجانی آسیب وارد کند و بر رشد و بقای موجودات دریایی اثر منفی بگذارد. با افزایش غلظت CO₂ و اسیدی شدن، ظرفیت اقیانوس‌ها برای جذب این گاز کاهش می‌یابد. این مسئله می‌تواند به افزایش دی‌اکسید کربن باقی‌مانده در جو و تشدید گرمایش جهانی منجر شود. با گرم شدن زمین، توانایی اقیانوس‌ها برای جذب دی‌اکسید کربن کاهش می‌یابد. گرمایش جهانی می‌تواند جذب دی‌اکسید کربن توسط اقیانوس‌ها را تا ۴۰ درصد کاهش دهد.

۲-۲. جنگل‌ها و پوشش گیاهی

همان‌طور که بیان شد جنگل‌ها و پوشش گیاهی زمین به‌عنوان ریه‌های کره زمین شناخته شده و نقش حیاتی در جذب دی‌اکسید کربن ایفا می‌کنند. گیاهان در فرآیند فتوسنتز، دی‌اکسید کربن توسط اقیانوس‌ها را به اکسیژن

و مواد آلی (مانند گلوکز) تبدیل می‌کنند. بخشی از کربن جذب‌شده در چوب، ریشه و برگ‌ها ذخیره می‌شود. گیاهان در این فرآیند، اکسیژن آزاد می‌کنند که برای حیات روی زمین ضروری است. طبق آخرین تحقیقات جنگل‌ها و پوشش گیاهی سالانه حدود ۲۰-۲۵ درصد از دی‌اکسید کربن منتشرشده توسط انسان را جذب می‌کنند. این مقدار معادل ۱۱-۱۲ میلیارد تن دی‌اکسید کربن در سال است [۵].

۲-۳. خاک‌ها

خاک‌ها پس از اقیانوس‌ها و جنگل‌ها، سومین محل ذخیره بزرگ کربن در کره زمین هستند و نقش مهمی در تنظیم غلظت دی‌اکسید کربن جو ایفا می‌کنند. خاک از طریق روش‌های زیر کربن را جذب و ذخیره می‌کند:

- تجزیه مواد آلی: برگ‌ها، ریشه‌ها و بقایای گیاهی توسط میکروب‌های خاک تجزیه شده و به ماده آلی پایدار (هیوموس) تبدیل می‌شوند.
- ریشه گیاهان: گیاهان طی فتوسنتز، کربن را به‌صورت ترکیبات آلی به ریشه‌ها می‌فرستند و بخشی از آن در خاک ذخیره می‌شود.
- تثبیت کربن معدنی: برخی خاک‌ها (مانند خاک‌های آهکی) از طریق واکنش‌های شیمیایی، کربن را به شکل کربنات کلسیم ذخیره می‌کنند [۱۱].

خاک‌های جهان سالانه حدود ۵-۱۰ درصد از دی‌اکسید کربن منتشرشده توسط انسان را جذب می‌کنند. این مقدار معادل ۲-۴ میلیارد تن کربن در سال است. کشاورزی پایدار کلید افزایش این ظرفیت است.

۲-۴. سایر مکانیسم‌ها

طبیعت به روش‌های دیگری مانند جذب در تالاب‌ها و علفزارها، هوازدگی سنگ‌ها و ... (که البته سهم بسیار کمتری نسبت به اقیانوس‌ها، جنگل‌ها و خاک‌ها دارد) نیز دی‌اکسید کربن را جذب می‌کند.

پیش از صنعتی شدن و تشدید فعالیت‌های انسانی که سبب انتشار بی‌رویه دی‌اکسید کربن به جو بود، یک تعادل طبیعی میان انتشار و جذب دی‌اکسید کربن وجود داشته است؛ اما امروزه تنها در حدود ۵۵ درصد از دی‌اکسید کربن منتشر شده توسط انسان به‌وسیله طبیعت جذب می‌شود و مابقی در جو تجمع می‌یابد.





۳. روش‌های کاهش انتشار و جذب دی‌اکسید کربن

از آنجا که در چند دهه اخیر و به واسطه تشدید فعالیت‌های انسانی، تعادلی بین نرخ انتشار و جذب دی‌اکسید کربن در جو وجود نداشته و همان‌طور که بیان شد انباشت این گاز در جو مشکلات متعددی را به همراه داشته، به بررسی روش‌های کاهش انتشار گاز دی‌اکسید کربن و به‌طور خاص به شرح روش‌های جذب دی‌اکسید کربن پرداخته شده است. از آنجا که انسان تسلطی بر انتشار طبیعی دی‌اکسید کربن ندارد، بنابراین به‌منظور کاهش انتشار باید بر روش‌های کاهش انتشار با منشأ فعالیت‌های انسانی و جذب بخشی از دی‌اکسید کربن تولید شده در صنایع، پیش از انتشار تمرکز داشت. البته جذب مستقیم از جو نیز راهکار دیگری است که به آن نیز پرداخته شده است.

۱-۳. روش‌های کاهش انتشار دی‌اکسید کربن

۱-۱-۳. بهبود بهره‌وری انرژی

از آنجا که بخش عمده (حدود ۸۸ درصد) از انتشار دی‌اکسید کربن با منابع انسانی ناشی از مصرف سوخت‌های فسیلی در بخش‌های مختلف است، بهبود بهره‌وری انرژی در این بخش‌ها به‌طور قطع در کاهش انتشار گاز دی‌اکسید کربن مؤثر خواهد بود. اقداماتی از قبیل بهینه‌سازی سیستم‌های احتراق، استفاده از توربین‌های کارآمدتر و کاهش تلفات انرژی، میزان مصرف سوخت و در نتیجه انتشار CO_2 را کاهش خواهد داد [۱۲]. همچنین استفاده از فناوری‌هایی مانند شبکه‌های گرمایی و سیستم‌های بازیابی انرژی می‌تواند در کاهش انتشار CO_2 مؤثر باشد.

۲-۱-۳. استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر

یکی از مؤثرترین روش‌ها برای کاهش انتشار CO_2 در صنایع انرژی، جایگزینی سوخت‌های فسیلی با منابع انرژی تجدیدپذیر مانند باد، خورشید و انرژی‌های هسته‌ای است. این منابع انرژی، بدون تولید دی‌اکسید کربن، می‌توانند جایگزین نیروگاه‌های سوخت فسیلی شوند و کمک به کاهش شدید انتشار گازهای گلخانه‌ای کنند [۱۳].

۳-۱-۳. استفاده از سوخت‌های کم کربن

در صنایع تولیدی، جایگزینی سوخت‌های فسیلی با

سوخت‌های کم کربن یا زیستی، می‌تواند به کاهش میزان CO_2 منتشر شده کمک کند. به‌عنوان مثال استفاده از گاز طبیعی به‌جای زغال‌سنگ و نفت در نیروگاه‌ها می‌تواند انتشار CO_2 را تا حدود ۵۰ درصد کاهش دهد [۱۴]. بیوگاز و سوخت‌های زیستی نیز به‌عنوان جایگزینی برای سوخت‌های فسیلی مطرح هستند که می‌توانند انتشار گازهای گلخانه‌ای را کاهش دهند [۱۵، ۱۶].

۳-۱-۴. بازیابی فرآیندهای صنعتی

در صنایع تولیدی مانند سیمان، فولاد و شیمیایی، برخی روش‌ها برای کاهش انتشار CO_2 به‌ویژه در مراحل تولید معرفی شده‌اند. برای مثال در صنعت سیمان، استفاده از کوره‌های کارآمدتر و جایگزینی بخشی از سیمان با مواد معدنی می‌تواند به کاهش انتشار کمک کند. در صنعت فولاد، استفاده از الکتروسیته سبز و روش‌های تولید فولاد بدون کک (که در آن از هیدروژن به‌جای کک استفاده می‌شود) می‌تواند به کاهش انتشار دی‌اکسید کربن کمک کند [۱۷، ۱۸].

۳-۲. جذب دی‌اکسید کربن

روش‌های مختلفی برای جذب CO_2 از منابع انتشار وجود دارد که به سه دسته اصلی جذب پیش از احتراق، جذب پس از احتراق و احتراق اکسی سوخت تقسیم می‌شوند. هر یک از این روش‌ها مزایا و معایب خاص خود را دارند و انتخاب مناسب‌ترین روش به شرایط فنی و اقتصادی بستگی دارد [۱۹].

۳-۲-۱. جذب پیش از احتراق

در این روش، سوخت‌های فسیلی قبل از احتراق به گاز سنتز (مخلوطی از هیدروژن و CO_2) تبدیل می‌شوند. سپس CO_2 از این مخلوط با روش‌هایی مثل جذب با آمین یا جداسازی غشایی جذب می‌شود. مزیت اصلی این روش راندمان بالای جذب (بیش از ۹۵ درصد) است. از جمله دیگر مزیت‌های این روش تولید هیدروژن با خلوص بالا (به‌عنوان سوخت) برای تولید انرژی و کاهش حجم گازهای احتراق است. این روش در مقایسه با روش جذب پس از احتراق، حدود ۱۵-۱۰ درصد انرژی کمتری نیاز دارد. با این وجود، هزینه‌های بالای اولیه، پیچیدگی فرآیند و محدودیت سوخت (مناسب برای زغال‌سنگ و گاز طبیعی) از جمله محدودیت‌های این روش است [۲۰].

۳-۲-۲. احتراق با اکسیژن خالص^۱

متیل دی اتانول آمین از جمله جاذب‌های شیمیایی مورد استفاده در جذب شیمیایی هستند. در جذب با آمین‌ها (MEA، DEA، یا MDEA) یک واکنش شیمیایی برگشت پذیر بین دی‌اکسید کربن (CO_2) و محلول آمین رخ می‌دهد. این فرآیند برخلاف جذب فیزیکی که تنها مبتنی بر حل شدن گاز در حلال است، شامل تشکیل پیوندهای شیمیایی می‌شود. پس از جذب، دی‌اکسید کربن می‌تواند با گرم کردن مایع یا کاهش فشار، از آن جدا شده و آمین بازیافتی به سیستم بازگردانده می‌شود. این روش به دلیل کارایی بالا و امکان استفاده در مقیاس‌های بزرگ، به طور گسترده‌ای در نیروگاه‌ها و کارخانه‌های بزرگ به کار می‌رود. فناوری بالغ و تجاری شده و قابلیت نصب روی نیروگاه‌های موجود از جمله مهم‌ترین مزایای این روش است. این روش برای گازهای دودکش با غلظت پایین CO_2 (مثلاً ۱۲~۱۴ درصد در نیروگاه‌ها) ایده‌آل است. در مقابل مصرف انرژی بالا (حدود ۳/۵-۴/۵ GJ/ton CO_2) و تخریب حلال از جمله معایب این روش است [۲۵، ۲۶].

۳-۲-۳. جذب فیزیکی با حلال

جذب فیزیکی یکی از روش‌های جداسازی CO_2 از گازهای دودکش است که بر اساس حل شدن انتخابی دی‌اکسید کربن در حلال‌های خاص عمل می‌کند. برخلاف جذب شیمیایی که با واکنش شیمیایی همراه است، در این روش مولکول‌های CO_2 به صورت فیزیکی در حلال (مانند آب، متانول یا محلول‌های آلی مانند Selexol) حل می‌شوند. این فرآیند معمولاً در دمای پایین و فشار بالا انجام می‌شود، زیرا حلالیت CO_2 با افزایش فشار بهبود می‌یابد. پس از اشباع حلال، با کاهش فشار یا افزایش دما، CO_2 خالص آزاد می‌شود. مزیت اصلی جذب فیزیکی مصرف انرژی کمتر نسبت به روش‌های شیمیایی است، اما برای گازهای با غلظت بالای CO_2 (بالای ۲۰ درصد) مناسب‌تر عمل می‌کند. از معایب آن می‌توان به ظرفیت جذب محدود و نیاز به تجهیزات پیچیده برای بازیافت حلال اشاره کرد. این روش در صنایعی مانند پالایش گاز طبیعی و تولید هیدروژن کاربرد دارد [۲۷، ۲۸]. در (جدول ۱) دو روش جذب شیمیایی و جذب فیزیکی باهم مقایسه شده‌اند.

احتراق با اکسیژن خالص یکی از روش‌های نوین برای کاهش انتشار مستقیم دی‌اکسید کربن از فرآیندهای احتراقی است که در آن به جای استفاده از هوای معمولی (که حدود ۷۸ درصد آن نیتروژن است)، از اکسیژن خالص برای سوزاندن سوخت استفاده می‌شود. این کار باعث می‌شود گازهای خروجی تقریباً فقط شامل CO_2 و بخار آب باشند که فرآیند جداسازی و جذب CO_2 را بسیار ساده‌تر و کم‌هزینه‌تر می‌کند. پس از تراکم و چگالش بخار آب، CO_2 با خلوص بالا باقی می‌ماند که آماده ذخیره‌سازی یا استفاده مجدد است. از مزایای اصلی این روش می‌توان به کاهش حجم گاز دودکش، افزایش بازده جذب CO_2 و کاهش نیاز به تجهیزات جداسازی پیچیده اشاره کرد. با این حال، چالش اصلی این فناوری، هزینه بالای تولید و تأمین اکسیژن خالص از طریق فرایندهایی مانند تقطیر برودتی است. به همین دلیل، این روش بیشتر در پروژه‌های پایلوت یا در صنایعی با مصرف بالا و متمرکز انرژی مورد آزمایش و توسعه قرار گرفته است [۲۱].

۳-۲-۳. جذب پس از احتراق^۲

در این روش پس از احتراق، CO_2 از گازهای خروجی، جدا می‌شود. این روش شامل تکنیک‌های مختلف شیمیایی، فیزیکی و زیستی است. جذب پس از احتراق متداول‌ترین روش جداسازی CO_2 از گازهای دودکش است که می‌تواند تا ۹۰ درصد از دی‌اکسید کربن تولیدی را جذب کند. کاربرد اصلی این روش در نیروگاه‌های گاز طبیعی و زغال‌سنگ، پالایشگاه‌ها، صنایع سیمان و غیره است [۲۲-۲۴]. روش‌های مختلف جذب پس از احتراق در ادامه آورده شده است.

۳-۲-۳-۱. جذب شیمیایی با آمین

یکی از روش‌های رایج برای جذب CO_2 از دودکش‌ها، استفاده از محلول‌های آمینی است. این فرآیند شامل عبور گازهای خروجی از دودکش از میان یک مایع حاوی آمین است که به طور شیمیایی دی‌اکسید کربن را جذب می‌کند. مونو اتانول آمین، دی اتانول آمین و

1. Oxy-fuel combustion
2. Post-combustion capture



جدول ۱: مقایسه میان جذب شیمیایی و جذب فیزیکی در فرآیند جذب دی‌اکسید کربن [۲۴-۲۷]

ویژگی	جذب شیمیایی (آمین) [۲۴، ۲۵]	جذب فیزیکی (مثل Selexol) [۲۶، ۲۷]
مکانیسم	واکنش شیمیایی	حل شدن فیزیکی گاز در حلال
حساسیت به فشار	کم	زیاد (نیاز به فشار بالا)
حساسیت به دما	زیاد (واکنش گرمادوست)	کم
بازده برای CO ₂ کم‌غلظت	بالا (~۹۰ درصد)	پایین (نیاز به غلظت < ۲۰ درصد)
مصرف انرژی	بالا (برای احیا مجدد)	پایین‌تر

عمل می‌کند. در این روش، گاز دودکش تحت فشار از سطح غشا عبور داده می‌شود و مولکول‌های CO₂ به دلیل اندازه کوچک‌تر و قطبیت بالاتر، سریع‌تر از مولکول‌های دیگر مانند نیتروژن از غشا نفوذ می‌کنند. غشاهای مورد استفاده معمولاً از جنس پلیمرهایی مانند پلی‌ایمید یا مواد سرامیکی مانند زئولیت‌ها ساخته می‌شوند [۳۳، ۳۴]. مزیت اصلی این روش سادگی طراحی، عدم نیاز به مواد شیمیایی و مصرف انرژی نسبتاً پایین است، اما چالش‌هایی مانند نیاز به فشارهای بالا (معمولاً بیش از ۲۰ بار) و حساسیت به ناخالصی‌های گاز دودکش (مانند SOx و NOx) دارد. این فناوری برای جریان‌های گازی با غلظت متوسط تا بالا (بیش از ۲۰ درصد حجمی CO₂) مناسب‌تر است و در صنایعی مانند پالایش گاز طبیعی و تولید هیدروژن کاربرد دارد.

۳-۲-۳-۵. جذب کربن کریوژنیک^۲

این روش با استفاده از سرمایش شدید گازهای دودکش تا دمای بسیار پایین (حدود ۱۲۰- تا ۱۶۰- درجه سانتی‌گراد) کار می‌کند. در این دماها، دی‌اکسید کربن به صورت جامد (یخ خشک) یا مایع جدا می‌شود، درحالی‌که سایر گازها مانند نیتروژن به صورت گاز باقی می‌مانند. مزیت اصلی این روش خلوص بالای CO₂ تولیدی (بیش از ۹۹ درصد) و امکان ذخیره‌سازی یا استفاده مستقیم است. همچنین، برخلاف روش‌های شیمیایی، نیاز به مواد مصرفی مانند حلال‌ها ندارد. با این حال، معایب آن شامل مصرف انرژی بسیار بالا برای سرمایش، حساسیت به ناخالصی‌های گاز دودکش (مانند رطوبت که باعث یخ‌زدگی می‌شود) و هزینه سرمایه‌گذاری اولیه زیاد برای تجهیزات سرمایشی

۳-۲-۳-۳. جذب با جاذب‌های جامد

این روش مبتنی بر استفاده از مواد جامد متخلخل مانند زئولیت‌ها [۲۹]، کربن فعال [۳۰]، اکسیدهای فلزی (مثل CaO) یا چارچوب‌های فلزی-آلی^۱ [۳۱، ۳۲] است که CO₂ را از گازهای دودکش به صورت فیزیکی یا شیمیایی جذب می‌کنند. در جذب فیزیکی، مولکول‌های CO₂ در حفره‌های مواد جاذب به دام می‌افتند، درحالی‌که در جذب شیمیایی (مثل واکنش CaO با CO₂ برای تشکیل CaCO₃)، پیوندهای شیمیایی تشکیل می‌شوند. مزیت اصلی این روش مصرف انرژی کمتر برای بازیابی جاذب (معمولاً با تغییر دما یا فشار) و طول عمر بالاتر نسبت به حلال‌های مایع است. با این حال، چالش‌هایی مانند ظرفیت جذب محدود، تخریب تدریجی جاذب پس از سیکل‌های مکرر و هزینه بالای برخی مواد همچنان وجود دارد. این فناوری به‌ویژه برای صنایعی با جریان‌های گازی کم‌فشار و کم‌غلظت CO₂ مناسب است و در حال توسعه به‌عنوان جایگزینی کارآمدتر برای روش‌های مبتنی بر آمین می‌باشد. این فناوری در مقیاس‌های کوچک‌تر و در جاهایی که CO₂ در فشار بالا موجود است، کاربرد دارد. برخی از جاذب‌های ویژه مانند چارچوب‌های فلزی-آلی به دلیل ساختار قابل تنظیم، برای محدوده وسیعی از غلظت‌ها (۵-۵۰ درصد) قابل طراحی هستند.

۳-۲-۳-۴. جداسازی غشایی

جداسازی غشایی^۲ یکی از روش‌های نوین جذب دی‌اکسید کربن از گازهای دودکش است که بر اساس اختلاف در نفوذپذیری گازها از طریق یک غشای نیمه‌تراوا

1. Metal Organic Framework - MOF
2. Membrane separation
3. Cryogenic carbon capture



است. این روش معمولاً در صنایعی با جریان‌های گازی غلیظ از CO₂ (مثل واحدهای تولید آمونیاک یا پالایش گاز طبیعی) استفاده می‌شود. در مقایسه با روش‌های دیگر، کریوژنیک برای کاربردهای خاص که نیاز به خلوص بسیار بالا دارند مناسب است، اما به دلیل هزینه و انرژی بالا، برای نیروگاه‌های معمولی مقرون به صرفه نیست [۳۶، ۳۵]. (جدول ۲) مقایسه میان روش‌های مختلف جذب دی‌اکسید کربن پس از احتراق را به صورت خلاصه ارائه کرده است.

جدول ۲: مقایسه میان روش‌های مختلف جذب کربن پس از احتراق [۲۴-۳۳]

ویژگی	جذب شیمیایی (آمین) [۲۴، ۲۵]	جذب شیمیایی (آمین) [۲۴، ۲۵]	جذب شیمیایی (آمین) [۲۴، ۲۵]	جذب فیزیکی (مثل Selexol) [۲۶، ۲۷]
بازده جذب	۸۵-۹۰ درصد	۷۰-۸۵ درصد	۵۰-۷۰ درصد	۹۵-۸۵ درصد
مصرف انرژی	بالا	متوسط	پایین	بسیار بالا
هزینه سرمایه‌گذاری	متوسط	متوسط	پایین تا متوسط	بسیار بالا
غلظت مناسب CO ₂	۵-۱۱۵ درصد	<۱۵ درصد	<۲۰ درصد	<۲۰ درصد
محصول نهایی	CO ₂ گازی	CO ₂ گازی	CO ₂ غلیظ	CO ₂ مایع/جامد
حساسیت به ناخالصی‌ها	متوسط (SO _x , NO _x)	کم	کم تا متوسط	بالا (رطوبت، SO _x)

۳-۲-۴. جذب مستقیم از جو^۱

فناوری‌های جذب مستقیم از هوا که به طور مستقیم CO₂ را از جو جذب می‌کنند، به سرعت در حال توسعه هستند. این فناوری‌ها می‌توانند در صنایع برای جبران انتشار CO₂ مورد استفاده قرار گیرند. علاوه بر این، از آنجایی که این فناوری نیاز به منابع گازهای خروجی از دودکش ندارد، می‌توان آن را در هر نقطه‌ای از جهان به کار برد. این فناوری به طور ویژه برای جداسازی دی‌اکسید کربن مستقیماً از هوای محیط (با غلظت بسیار پایین ~ ۰/۰۴ درصد حجمی CO₂) طراحی شده است [۳۷، ۳۸]. جذب مستقیم از هوا از دو روش اصلی استفاده می‌کند:

- جذب شیمیایی: استفاده از جذب‌های جامد یا مایع (مانند آمین‌های اصلاح شده یا هیدروکسیدهای فلزی) که CO₂ را از هوا جذب می‌کنند. این مواد پس از اشیاع، با حرارت دادن (۱۰۰ تا ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد) یا تغییر فشار، CO₂ خالص آزاد می‌کنند.
- جذب فیزیکی: استفاده از مواد متخلخل مانند چهارچوب‌های آلی-فلزی یا کربن فعال که در دمای

محیط CO₂ را جذب و با کاهش فشار آن را آزاد می‌کنند.

یکی از بزرگ‌ترین معایب این فناوری، هزینه‌های بالای جذب و بازیابی CO₂ است که باعث شده این روش هنوز در مرحله تحقیق و توسعه قرار داشته باشد. با این وجود پروژه‌هایی در این رابطه در برخی نقاط اجرا شده است. همچنین نیاز به فضای وسیع برای تماس با هوای کافی از دیگر معایب این روش است.

به عنوان جمع‌بندی مطالب ارائه شده در مورد روش‌های کاهش انتشار و جذب دی‌اکسید کربن می‌توان گفت در این بخش مجموعه‌ای از راهکارهای مقابله با افزایش CO₂ در جو را بررسی شده است. این راهکارها شامل کاهش در منبع (با بهبود بهره‌وری انرژی، استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر، سوخت‌های کم کربن و بازیابی فرآیندهای صنعتی) و همچنین جذب پس از تولید (از طریق فناوری‌های متنوع جذب شیمیایی، فیزیکی، جامد، غشایی و کریوژنیک) می‌باشد. در مقایسه میان روش‌ها، جذب شیمیایی با آمین‌ها به عنوان فناوری بالغ، قابل اعتماد و رایج در

1. Direct Air Capture - DAC





صنایع بزرگ (مانند نیروگاه‌ها) مطرح است، هر چند هزینه عملیاتی آن بالاست. در مقابل، روش‌های نوینی مانند جاذب‌های جامد و غشایی با وجود مصرف انرژی کمتر، هنوز در مرحله توسعه هستند و بهینه‌سازی بیشتری نیاز دارند. همچنین فناوری جذب مستقیم از جو با وجود پتانسیل بالا در مقابله با انتشار پراکنده، در حال حاضر از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نیست؛ بنابراین، توصیه نهایی در این بخش، ترکیب راهکارهای کاهش در منبع با فناوری‌های جذب پس‌احتراقی موجود است، در حالی که باید پژوهش و توسعه فناوری‌های نوظهور برای بهبود بهره‌وری و کاهش هزینه‌ها در دستور کار قرار گیرد.

۴. روش‌های انتقال دی‌اکسید کربن جذب شده

یکی از مراحل مهم پس از جذب دی‌اکسید کربن، انتقال باهدف استفاده پایدار از دی‌اکسید کربن جذب شده است. منظور از استفاده پایدار این است که دی‌اکسید کربن جذب شده در فرآیندی مصرف یا ذخیره شود که به راحتی و پس از گذشت زمان کوتاه، مجدداً به جو بازنگردد. روش انتقال دی‌اکسید کربن جذب شده را از دو منظر می‌توان بررسی نمود. اول فاز انتقال است که به سه صورت گاز، مایع و جامد و دوم ابزار انتقال است که با سه روش خط لوله، انتقال دریایی و انتقال جاده‌ای امکان پذیر است. در ادامه این روش‌ها به صورت ترکیبی مورد بررسی قرار گرفته‌اند.

- انتقال به صورت گاز فشرده: CO_2 در فشار بالا (معمولاً ۸۰-۱۵۰ بار) و دمای محیط به صورت گاز فشرده در خطوط لوله انتقال می‌یابد. رایج‌ترین روش انتقال CO_2 ، استفاده از خطوط لوله است. این روش برای انتقال مقادیر زیاد CO_2 (بیش از ۱ میلیون تن در سال) در مسافت‌های کوتاه تا متوسط (تا ۳۰۰ کیلومتر) مناسب است. هزینه عملیاتی پایین و فناوری بالغ و گسترده از مزایا و خطر نشت در فشار بالا و هزینه سرمایه‌گذاری اولیه بالا و چالش‌های حقوقی برای عبور از زمین‌های خصوص از معایب این روش است.
- انتقال به صورت مایع: CO_2 در دمای ۲۰- تا ۵۰- درجه سانتی‌گراد و فشار متوسط (۱۵-۳۰ بار)

به صورت مایع حمل می‌شود. انتقال دی‌اکسید کربن جذب شده به صورت مایع را می‌توان به صورت جاده‌ای و یا دریایی منتقل نمود. انتقال با کشتی برای مسافت‌های طولانی (بین‌قاره‌ای) و مناطق ساحلی مناسب است. انعطاف‌پذیری در مقیاس (۵۰۰۰ تا ۵۰۰۰۰ تن در هر کشتی) و عدم نیاز به زیرساخت ثابت از جمله مزایای این روش است. هزینه بالای سردسازی و بارگیری از جمله معایب این روش می‌باشد. در فاز مایع، دی‌اکسید کربن جذب شده را می‌توان به صورت جاده‌ای نیز منتقل نمود. دی‌اکسید کربن در این روش به صورت مایع (در تانک‌های کرایوژنیک) یا گاز فشرده (در سیلندرها) حمل می‌شود. این روش معمولاً برای مقادیر کم (۱۰-۲۰ تن در هر بار) استفاده می‌شود. مناسب بودن برای مسافت‌های کوتاه (کمتر از ۲۰۰ کیلومتر)، راه‌حل سریع و بدون نیاز به زیرساخت ویژه و ایده‌آل بودن برای صنایع کوچک یا مناطق دورافتاده از جمله مزایای انتقال جاده‌ای است. در مقابل هزینه انتقال بسیار بالا، محدودیت در ظرفیت انتقال و انتشار کربن ناشی از سوخت دیزل، از معایب این روش است. به‌عنوان روشی دیگر، دی‌اکسید کربن در آب یا محلول‌های شیمیایی حل شده و به صورت دوغاب در فاز مایع قابل انتقال می‌باشد. همچنین دی‌اکسید کربن را می‌توان با مواد شیمیایی به‌عنوان حامل (مانند آمین‌ها یا کربنات‌ها) ترکیب و پس از انتقال به صورت فاز مایع، آزاد نمود.

- انتقال به صورت جامد (یخ خشک): دی‌اکسید کربن در دمای ۷۸/۵- سانتی‌گراد به صورت جامد (یخ خشک) حمل می‌شود. این نوع از استفاده معمولاً برای مقاصد پزشکی یا صنایع غذایی هست. عدم نیاز به فشار بالا و ایمنی نسبی از مزایا و محدودیت در مقیاس انتقال و هزینه بالای تولید یخ خشک از معایب آن است [۳۹، ۴۰].

(جدول ۳) به مقایسه روش‌های انتقال دی‌اکسید کربن جذب شده پرداخته است.

جدول ۳: مقایسه روش‌های انتقال دی‌اکسید کربن [۳۸، ۳۹]

روش انتقال	فاز CO ₂	شرایط انتقال	ظرفیت انتقال	هزینه (ت/دلار)	مزایا	معایب
خط لوله	گاز فشرده	فشار: ۸۰-۱۵۰ بار، دمای محیط	> ۱ میلیون سال/تن	۰/۱۵-۰/۰۵	هزینه عملیاتی پایین	سرمایه‌گذاری اولیه بالا
	مایع سرد	دمای: ۵۰ °C- فشار: ۱۵-۳۰ بار		۰/۲-۰/۰۸	حجم کمتر نسبت به گاز	نیاز به عایق‌بندی
	مایع سرد	دمای: ۵۰ °C- فشار: ۶-۸ بار	۵۰۰۰-۵۰۰۰۰ سال/تن	۰/۳-۰/۱	مناسب برای مسافت‌های طولانی	هزینه بالای سردسازی
	مایع سرد	دمای: ۵۰ °C- فشار: ۶-۸ بار	۱۰-۲۰ بار/تن	۰/۵-۰/۱	انعطاف‌پذیر برای مناطق دورافتاده	هزینه بسیار بالا
	جامد (یخ خشک)	دمای: ۵/۷۸ °C- فشار: اتمسفر	۱-۵ بار/تن	۰/۷-۰/۲	ایمنی نسبی	محدودیت شدید در ظرفیت
	گاز فشرده	فشار: ۲۰۰-۳۰۰ بار	۱-۲ بار (سیلندر)/تن	۰/۸-۰/۱۵	عدم نیاز به سردسازی	خطر نشت در فشار بالا

نگه‌دارند [۴۱، ۴۲]. انتخاب روش ذخیره‌سازی به عوامل متعددی بستگی دارد، از جمله:

- ویژگی‌های فیزیکی و شیمیایی CO₂ در فشار و دمای مختلف
- شرایط زمین‌شناسی محل ذخیره‌سازی
- هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری
- ملاحظات زیست‌محیطی و ایمنی
- مقیاس پروژه و میزان CO₂ مورد نیاز برای ذخیره‌سازی

امروزه سه روش اصلی برای ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن توسعه یافته و مورد استفاده قرار می‌گیرد که هر کدام مزایا و محدودیت‌های خاص خود را دارند. این روش‌ها بر اساس مکانیزم‌های مختلفی عمل می‌کنند و در موقعیت‌های جغرافیایی متفاوتی قابل اجرا هستند.

۱-۱-۵. ذخیره‌سازی زمین‌شناسی^۱

این روش شامل تزریق CO₂ به صورت فشرده به سازندهای زیرزمینی مناسب در عمق معمولاً بیش از ۸۰۰ متر است، جایی که فشار و دمای بالا CO₂ را در حالت «فوق بحرانی» قرار می‌دهد. سه نوع مخزن اصلی مورد استفاده قرار می‌گیرند: سفره‌های نفتی و گازی تخلیه‌شده (که پیش‌تر هیدروکربن ذخیره کرده بودند)، لایه‌های آب‌دار شور عمیق (سازندهای متخلخل پر از آب شور) و لایه‌های زغال‌سنگ

در این بخش از مقاله، روش‌های انتقال دی‌اکسید کربن جذب‌شده به صورت گاز فشرده، مایع سرد و جامد (یخ خشک) و از طریق خط لوله، کشتی و حمل جاده‌ای بررسی شده‌اند. در این میان، انتقال از طریق خط لوله در فاز گازی به دلیل هزینه عملیاتی پایین، ظرفیت بالا و فناوری بالغ، مناسب‌ترین گزینه برای انتقال در مقیاس صنعتی و فواصل کوتاه تا متوسط است. در مقابل، انتقال دریایی (با کشتی) برای فواصل طولانی و مقیاس متوسط مناسب بوده و حمل جاده‌ای بیشتر برای مقادیر کم و مناطق دورافتاده کاربرد دارد، اما از نظر اقتصادی به صرفه نیست. بنابراین، توصیه می‌شود در پروژه‌های بزرگ و متمرکز، انتقال خط لوله به عنوان گزینه اصلی مدنظر قرار گیرد، در حالی که برای نقاط دور از شبکه، گزینه‌های ترکیبی با انعطاف‌پذیری بالا بررسی شوند.

۵. کاربردهای دی‌اکسید کربن جذب شده

۱-۵. ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن

پس از فرآیند جذب دی‌اکسید کربن از منابع صنعتی یا اتمسفر، مرحله حیاتی بعدی ذخیره‌سازی ایمن و پایدار آن است. این مرحله از اهمیت بالایی برخوردار است، زیرا در صورت عدم مدیریت صحیح، CO₂ می‌تواند مجدداً به اتمسفر بازگردد و اثرات تغییرات اقلیمی را تشدید کند. ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن نیازمند فناوری‌های پیشرفته و سایت‌های مناسب است که بتوانند حجم عظیم گاز را برای دوره‌های زمانی طولانی (صدها تا هزاران سال) در خود

1. Geological Storage



غیرقابل استخراج، CO₂ از طریق چهار مکانیسم اصلی به دام می‌افتد: تله‌اندازی ساختاری (حسب زیر لایه‌های نفوذناپذیر مانند سنگ‌های رسی)، تله‌اندازی موئینه‌ای، انحلال در آب سازند و معدنی شدن تدریجی. پروژه‌های موفق مانند Sleipner در نروژ (با ظرفیت ۱ میلیون تن CO₂ در سال از ۱۹۹۶) و Weyburn-Midale در کانادا اثربخشی این روش را نشان داده‌اند. مزیت اصلی آن ظرفیت عظیم (حدود ۱۰۰۰-۱۰۰۰۰ گیگاتن جهانی) و پایداری بلندمدت است، اما نیاز به بررسی‌های دقیق زمین‌شناسی و پایش مستمر برای جلوگیری از نشت دارد [۴۴، ۴۳].

۵-۱-۲. ذخیره‌سازی معدنی^۱

این روش مبتنی بر تبدیل شیمیایی CO₂ به کانی‌های کربناته پایدار از طریق واکنش با سیلیکات‌های غنی از کلسیم یا منیزیم (مانند اولیوین، سرپانتین یا بازالت) است. واکنش اصلی به صورت $Mg_2SiO_4 + 2CO_2 \rightarrow 2MgCO_3 + SiO_2$ انجام می‌گیرد که در آن CO₂ به صورت دائمی در ساختار کربنات‌های معدنی (مانند مگنیزیت یا کلسیت) تثبیت می‌شود. این فرآیند به دو صورت مستقیم (تماس مستقیم گاز با سنگ در دمای بالا و فشار حدود ۱۰۰-۲۰۰ بار) و غیرمستقیم (استخراج فلزات قلیایی از سنگ و سپس واکنش با CO₂) انجام می‌پذیرد. پروژه CarbFix در ایسلند نمونه موفق این فناوری است که با تزریق CO₂ به سازندهای بازالتی، بیش از ۹۵ درصد گاز را در کمتر از دو سال معدنی کرده است. مزیت کلیدی این روش پایداری شیمیایی چند صدساله محصولات نهایی است، اما چالش‌هایی مانند انرژی بر بودن فرآیند، سرعت پایین واکنش‌های طبیعی و نیاز به مقادیر زیاد سنگ (حدود ۳/۷-۶/۱ تن سنگ به ازای هر تن CO₂) دارد. فناوری‌های جدید مانند استفاده از کاتالیزورها یا فعال‌سازی مکانیکی سنگ‌ها در حال بهبود کارایی این روش هستند [۴۶، ۴۵].

۵-۱-۳. ذخیره‌سازی در اقیانوس^۲

این روش شامل تزریق CO₂ به اعماق اقیانوس (معمولاً زیر ۱۰۰۰ متر) است، جایی که فشار بالا و دمای پایین باعث می‌شود CO₂ به صورت مایع چگال یا هیدرات گازی درآید. دو روش اصلی وجود دارد: تزریق در ستون آب که CO₂ به تدریج در آب حل می‌شود و رسوب‌گذاری در بستر دریا

که CO₂ مایع به دلیل چگالی بالاتر از آب دریا، به شکل «دریاچه» زیرآبی جمع می‌شود. در عمق بیش از ۳۰۰۰ متر، CO₂ حتی ممکن است به صورت جامد (هیدرات) تثبیت شود. پروژه‌های آزمایشی مانند ژاپن (در دهه ۱۹۹۰) نشان دادند این روش از نظر فنی امکان‌پذیر است، اما به دلیل نگرانی‌های زیست‌محیطی مانند اسیدی شدن موضعی آب و تأثیر بر اکوسیستم‌های دریایی، توسعه آن محدود شده است. برآوردها نشان می‌دهد اقیانوس‌ها ظرفیت نظری ذخیره چند هزار گیگاتن CO₂ را دارند، اما مقررات بین‌المللی مانند پروتکل لندن فعلاً این روش را برای مقاصد تجاری ممنوع کرده‌اند. تحقیقات فعلی بر روی کاهش اثرات زیست‌محیطی و بهبود فناوری‌های تزریق متمرکز است [۴۷، ۴۸].

در رویکرد نوین مدیریت کربن، دی‌اکسید کربن جذب‌شده صرفاً به عنوان یک ماده زائد دیده نمی‌شود، بلکه به عنوان یک منبع ارزشمند کربن می‌تواند در چرخه اقتصادی مورد استفاده قرار گیرد. این تغییر پارادایم که تحت عنوان «اقتصاد دورانی کربن» شناخته می‌شود، بر تبدیل CO₂ از یک چالش محیط زیستی به یک فرصت صنعتی تأکید دارد. فناوری‌های امروزی این امکان را فراهم کرده‌اند که مولکول‌های CO₂ را به عنوان ماده اولیه در صنایع مختلف به کار بگیریم. استفاده مجدد از CO₂ جذب‌شده از چند جنبه حائز اهمیت است:

- کاهش وابستگی به منابع فسیلی با جایگزینی کربن بازیافتی
- ایجاد ارزش اقتصادی برای سیستم‌های جذب کربن
- توسعه بازارهای جدید برای محصولات کم کربن
- کاهش اثرات محیط زیستی از طریق بستن چرخه کربن

این تحولات در چهارچوب مفهومی به نام (جذب، استفاده و ذخیره‌سازی کربن^۳) قرار می‌گیرد که در سال‌های اخیر توجه ویژه‌ای به بخش «استفاده» آن شده است. پیشرفت‌های چشمگیر در حوزه‌های کاتالیزورها، الکتروشیمی و مهندسی فرآیند، امکان تبدیل اقتصادی CO₂ به محصولات متنوع را فراهم کرده است. دلایل محوری برای توسعه این فناوری‌ها عبارتند از:

- افزایش قیمت جهانی کربن و مالیات‌های CO₂
- پیشرفت در تولید هیدروژن سبز به عنوان ماده همراه

1. Mineral Storage
2. Ocean Storage
3. Carbon Capture, Utilization, and Storage - CCUS

- توسعه کاتالیزورهای کارآمد برای واکنش‌های تبدیل
- تقاضای رو به رشد برای محصولات پایدار

در ادامه، مهم‌ترین و اقتصادی‌ترین کاربردهای صنعتی CO₂ جذب‌شده که هم‌اکنون در مقیاس تجاری یا آزمایشی در حال اجرا هستند بررسی شده است. این کاربردها از صنایع سنگین مانند تولید سوخت تا بخش‌های پیشرفته مانند فناوری‌های نانو را دربر می‌گیرد.

۲-۵. تولید سوخت‌های مصنوعی

این فناوری با ترکیب دی‌اکسید کربن جذب‌شده و هیدروژن سبز (تولیدشده از الکترولیز آب با انرژی تجدید پذیر) در فرآیندهای کاتالیستی، سوخت‌های مایع مصنوعی مانند متانول، بنزین مصنوعی یا دی‌متیل اتر (DME) تولید می‌کند [۴۹]. واکنش اصلی در تولید متانول ($\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$) با استفاده از کاتالیزورهای مس-روی در دمای ۲۰۰-۳۰۰ درجه سانتی‌گراد و فشار ۵۰-۱۰۰ بار انجام می‌شود. پروژه‌هایی مانند Haru Oni در شیلی (با حمایت پورشه و زیمنس) نشان داده‌اند که این سوخت‌ها می‌توانند به‌طور مستقیم در موتورهای احتراقی موجود استفاده شوند، درحالی‌که ۸۰-۹۰ درصد انتشار کربن را نسبت به سوخت‌های فسیلی کاهش می‌دهند. چالش اصلی هزینه بالای تولید (حدود ۳-۴ برابر سوخت معمولی) و نیاز به مقادیر زیاد انرژی تجدیدپذیر است، اما پیشرفت‌های اخیر در کاتالیزورها و افزایش مقیاس تولید، امیدواری برای رقابت‌پذیری اقتصادی تا ۲۰۳۰ را ایجاد کرده‌اند [۵۰].

۳-۵. ماده اولیه در صنایع شیمیایی و پتروشیمی

دی‌اکسید کربن جذب‌شده به‌عنوان ماده اولیه در تولید طیف وسیعی از محصولات شیمیایی باارزش کاربرد دارد. مهم‌ترین کاربردها شامل تولید اوره (از طریق واکنش با آمونیاک برای کودهای شیمیایی)، پلی‌کربنات‌ها (جایگزین فسژن خطرناک در تولید پلاستیک‌های مهندسی) و پلی‌یورتان‌ها (برای فوم‌های عایق) می‌شود. فناوری‌های نوین مانند الکتروکاتالیست‌ها امکان تبدیل مستقیم CO₂ به اتیلن و اتانول با بازده تا ۷۰ درصد را فراهم کرده‌اند. شرکت‌هایی مانند Covestro آلمان از CO₂ برای تولید فوم‌های انعطاف‌پذیر با ۲۰ درصد محتوای کربن بازیافتی استفاده می‌کنند. چالش اصلی انرژی مورد نیاز برای شکستن پیوندهای پایدار CO₂ است، اما توسعه کاتالیزورهای مبتنی بر

فلزات واسطه و سیستم‌های فتوسنتز مصنوعی در حال بهبود کارایی این فرآیندها هستند. این صنعت تا ۲۰۳۰ می‌تواند سالانه بیش از ۱۵۰ میلیون تن CO₂ مصرف کند [۵۱، ۵۲].

۴-۵. تولید مواد ساختمانی

صنعت ساخت‌وساز با بهره‌گیری از فناوری‌های جذب کربن، دی‌اکسید کربن را به مواد پایدار ساختمانی تبدیل می‌کند. در روش‌های پیشرفته مانند کربناته کردن بتن، گاز CO₂ به‌صورت کنترل‌شده با سیمان تازه واکنش داده و کلسیم کربنات (CaCO₃) تشکیل می‌دهد که هم استحکام بتن را تا ۲۰ درصد افزایش می‌دهد و هم به ازای هر مترمکعب بتن حدود ۵۰ کیلوگرم CO₂ به‌صورت دائمی ذخیره می‌شود. شرکت‌های پیشرو مانند CarbonCure و Solidia از این فناوری در تولید بتن‌های کم‌کربن استفاده می‌کنند. همچنین، پژوهش‌ها بر روی تولید آجرهای جاذب CO₂ از ضایعات صنعتی (مانند خاکستر بادی) و عایق‌های فومی کربناته متمرکز است. این نوآوری‌ها علاوه بر کاهش ردپای کربن صنعت ساختمان (که مسئول ۸ درصد انتشارات جهانی است)، کیفیت و دوام مصالح را نیز بهبود می‌بخشند [۵۱]. چالش اصلی مقیاس‌پذیری فناوری و هماهنگی با استانداردهای ساختمانی است، اما روند رو به رشد تقاضا برای ساختمان‌های سبز، توسعه این بازار را تا ۲۰۳۰ به ۱۵۰ میلیارد دلار پیش‌بینی می‌کند.

۵-۵. صنایع غذایی و نوشیدنی

دی‌اکسید کربن جذب‌شده نقش حیاتی در صنایع غذایی ایفا می‌کند، به‌ویژه در تولید نوشابه‌های گازدار که سالانه بیش از ۱۰ میلیون تن CO₂ مصرف می‌کنند. در فرآیند کربناسیون، CO₂ با فشار ۳-۴ بار به نوشیدنی‌ها تزریق می‌شود و حباب‌های مشخصه این محصولات را ایجاد می‌کند. از دیگر کاربردهای کلیدی می‌توان به انجماد سریع مواد غذایی با یخ خشک (دمای ۵/۷۸-°C) برای حفظ کیفیت محصولات، تعدیل pH در فرآیندهای تخمیر (مانند تولید آجیو و نان) و بسته‌بندی اتمسفر اصلاح‌شده (MAP) برای افزایش ماندگاری مواد غذایی اشاره کرد. شرکت‌هایی مانند PepsiCo و Coca-Cola به‌طور فزاینده‌ای از CO₂ بازیافتی در خطوط تولید خود استفاده می‌کنند. چالش اصلی این صنعت نیاز به خلوص بسیار بالا (۹۹/۹ درصد) و رعایت استانداردهای غذایی است، اما پیشرفت در فناوری‌های تصفیه، امکان استفاده ایمن از CO₂ جذب‌شده را فراهم کرده است. این بخش تا ۲۰۳۰ می‌تواند سالانه ۱۵ میلیون تن CO₂ مصرف کند [۵۳].



۵-۶. کاربردهای انرژی

بخش انرژی‌های تجدیدپذیر و مخصوصاً در برق خورشیدی از جمله چالش‌های اساسی است. این در حالی است که از دی‌اکسید کربن جذب شده می‌توان برای ذخیره‌سازی انرژی نیز بهره جست. در ذخیره‌سازی انرژی، CO₂ فشرده شده با انبساط کنترل شده می‌تواند انرژی را با بازده ۷۰-۸۰ درصد بازیابی کند. چالش اصلی این کاربردها نیاز به طراحی تجهیزات ویژه برای تحمل فشارهای بالا (تا ۳۰۰ بار) است، اما مزایای زیست‌محیطی و افزایش بازده، توسعه این فناوری‌ها را توجیه‌پذیر می‌سازد.

(جدول ۴) روش‌های مختلف استفاده از دی‌اکسید کربن جذب شده را باهم مقایسه کرده است.

جدول ۴: مقایسه روش‌های انتقال دی‌اکسید کربن [۳۸، ۳۹]

وضعیت فناوری	معایب/چالش‌ها	مزایا	میزان مصرف CO ₂ (سالانه)	محصول/فرآیند	حوزه کاربرد
تجاری-نیمه صنعتی	هزینه بالا، نیاز به هیدروژن سبز	کاهش ۸۰ درصد انتشار نسبت به فسیلی	۵-۱۰ میلیون تن	متانول، دی‌متیل اتر	سوخت‌های مصنوعی [۴۸، ۴۹]
تجاری	انرژی بر بودن واکنش‌ها	ارزش افزوده بالا	۱۵۰+ میلیون تن	اوره، پلی‌کربنات	صنایع شیمیایی [۵۰، ۵۱]
نیمه‌صنعتی	محدودیت در استانداردها	ذخیره دائمی کربن	۱۰ میلیون تن	بتن کربن‌گیری شده	مواد ساختمانی [۵۰]
تجاری	بازار اشباع	نیاز به خلوص بالا	۱۵ میلیون تن	نوشابه‌ها، انجماد	صنایع غذایی [۵۲]

سرمایه‌گذاری هدفمند بر فناوری‌های تبدیل CO₂ به سوخت و حامل انرژی، کلید بهره‌برداری پایدار و بلندمدت از این گاز در چارچوب اقتصاد دورانی خواهد بود.

۶. نتیجه‌گیری

در این مقاله مروری، به‌منظور بررسی چالش‌ها، منابع و کاربردهای صنعتی دی‌اکسید کربن، به‌صورت نظام‌مند به تحلیل ابعاد مختلف این گاز به‌عنوان یکی از اصلی‌ترین گازهای گلخانه‌ای پرداخته شد. نتایج حاکی از آن است که اگرچه سهم انتشار انسان‌ساخت دی‌اکسید کربن در مقایسه با منابع طبیعی اندک به نظر می‌رسد، اما همین میزان اندک در نبود تعادل با مکانیسم‌های جذب طبیعی، عامل اصلی گرمایش جهانی و اختلال در چرخه کربن است.

از سوی دیگر، فناوری‌های توسعه‌یافته جذب، ذخیره‌سازی و انتقال دی‌اکسید کربن و همچنین استفاده از آن در فرآیندهای صنعتی، چشم‌اندازهای امیدوارکننده‌ای در جهت

دی‌اکسید کربن به‌عنوان سیالی کارآمد در سیستم‌های انرژی پیشرفته می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد [۵۴]. در چرخه‌های قدرت، از CO₂ در حالت سیال فوق بحرانی (دمای ۳۱ °C و فشار ۷۳ بار) می‌توان به‌عنوان محیط انتقال حرارت بهره برد و در نتیجه امکان افزایش بازده نیروگاه‌ها تا حدود ۱۰ درصد وجود دارد. فناوری Allam Cycle نمونه‌ای نوآورانه است که در آن با سوزاندن سوخت در محیط CO₂ خالص، علاوه بر تولید برق، CO₂ برای ذخیره‌سازی یا استفاده مجدد آماده می‌شود. همچنین، CO₂ به‌عنوان سیال خنک‌کننده در سیستم‌های تبرید صنعتی جایگزین مناسبی برای مواد مضر مانند CFC هاست. امروزه ذخیره‌سازی انرژی بخصوص در

در بخش پنجم مقاله با تمرکز بر کاربردهای دی‌اکسید کربن جذب‌شده، طیفی از استفاده‌های صنعتی معرفی شده‌اند که از جمله مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به تولید سوخت‌های مصنوعی، مواد شیمیایی، مصالح ساختمانی، صنایع غذایی و سیستم‌های انرژی اشاره کرد. از منظر مقیاس و وضعیت فناوری، کاربرد در صنایع شیمیایی و غذایی با توجه به زیرساخت‌های موجود و تقاضای بالا، تجاری و اقتصادی‌ترین گزینه‌ها هستند. در مقابل، تولید سوخت‌های مصنوعی و مصالح ساختمانی کربن‌گیری شده، باوجود پتانسیل بالا در کاهش انتشار، هنوز با چالش‌هایی مانند هزینه بالا، نیاز به انرژی تجدیدپذیر، یا الزامات استاندارد مواجه‌اند. همچنین کاربردهای انرژی‌محور همچون چرخه‌های فوق‌بحرانی یا ذخیره‌سازی انرژی هنوز در مرحله توسعه هستند و نیازمند پشتیبانی فناورانه و مالی‌اند. بر این اساس، توصیه می‌شود در کوتاه‌مدت تمرکز بر گسترش استفاده از CO₂ در صنایع شیمیایی، غذایی و ساختمانی باشد، در حالی که برای آینده،



کاهش اثرات زیست‌محیطی و خلق ارزش افزوده ارائه می‌دهند. در این راستا، کاربردهایی نظیر تولید سوخت‌های مصنوعی، مصالح ساختمانی کم‌کربن، استفاده در صنایع شیمیایی و غذایی و همچنین سیستم‌های انرژی نوین، نمونه‌هایی از بهره‌برداری مؤثر از CO₂ جذب‌شده هستند که نه تنها از ورود دی‌اکسید کربن به جو جلوگیری می‌کنند، بلکه آن را دوباره به چرخه‌ی تولید بازمی‌گردانند.

با این وجود، برخی از چالش‌های کلیدی نظیر هزینه‌های بالای فناوری‌های نوین (مانند جذب مستقیم از هوا)، پیچیدگی‌های فنی در انتقال و ذخیره‌سازی در مقیاس وسیع و فقدان زیرساخت‌های حقوقی و سیاست‌گذاری جامع در بسیاری از کشورها، از موانع مهم تحقق گسترده این فناوری‌ها به‌شمار می‌آیند. همچنین، ابعاد اجتماعی، اقتصادی و بومی‌سازی فناوری‌ها به‌ویژه در کشورهای در حال توسعه، کمتر مورد توجه قرار گرفته است. در نهایت پیشنهاد می‌شود تحقیقات آینده بر بررسی مدل‌های ترکیبی برای جذب و مصرف دی‌اکسید کربن با بهره‌گیری از انرژی‌های تجدیدپذیر متمرکز شود. همچنین بررسی شرایط اقلیمی و صنعتی ایران برای بهره‌برداری از فناوری‌های جذب و استفاده از دی‌اکسید کربن، می‌تواند موضوع دیگری برای تحقیق بیشتر در این حوزه باشد.

مراجع:

- [5]. Budget, G.C., Global carbon budget 2023. 2023.
- [6]. Abas, N. and N. Khan, Carbon conundrum, climate change, CO₂ capture and consumptions. *Journal of CO₂ Utilization*, 2014. 8: p. 39-48.
- [7]. Mohammed, S.J. and G.A. Mansoori, A unique view on carbon dioxide emissions around the world. *Global Journal of Earth Science and Engineering*, 2017. 4(1): p. 8-17.
- [8]. Feely, R.A., et al., Uptake and storage of carbon dioxide in the ocean: The global CO₂ survey. *OCEANOGRAPHY-WASHINGTON DC-OCEANOGRAPHY SOCIETY-*, 2001. 14(4): p. 18-32.
- [9]. Revelle, R. and R. Fairbridge, Carbonates and carbon dioxide. 1957.
- [10]. Beniash, E., et al., Elevated level of carbon dioxide affects metabolism and shell formation in oysters *Crassostrea virginica*. *Marine Ecology Progress Series*, 2010. 419: p. 95-108.
- [11]. Xie, J., et al., CO₂ absorption by alkaline soils and its implication to the global carbon cycle. *Environmental Geology*, 2009. 56: p. 953-961.
- [12]. Ding, G., et al., Process simulation and optimization of municipal solid waste fired power plant with oxygen/carbon dioxide combustion for near zero carbon dioxide emission. *Energy Conversion and Management*, 2018. 157: p. 157-168.
- [13]. Mostafaeipour, A., et al., A new model for the use of renewable electricity to reduce carbon dioxide emissions. *Energy*, 2022. 238: p. 121602.
- [14]. De Gouw, J.A., et al., Reduced emissions
- [1]. Anwar, M., et al., Sources of carbon dioxide and environmental issues. *Sustainable Agriculture Reviews 37: Carbon Sequestration Vol. 1 Introduction and Biochemical Methods*, 2019: p. 13-36.
- [2]. Stan, C., *Energy versus carbon dioxide*. 2022: Springer.
- [3]. Kabir, M., et al., Climate change due to increasing concentration of carbon dioxide and its impacts on environment in 21st century; a mini review. *Journal of King Saud University-Science*, 2023. 35(5): p. 102693.
- [4]. Watch, G.F., *Forest monitoring designed for action*. Global Forest Watch (GFW), Washington, DC, United States, 2022.



- research and design, 2011. 89(9): p. 1609-1624.
- [23]. Wang, Y., et al., A review of post-combustion CO₂ capture technologies from coal-fired power plants. *Energy Procedia*, 2017. 114: p. 650-665.
- [24]. Samanta, A., et al., Post-combustion CO₂ capture using solid sorbents: a review. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2012. 51(4): p. 1438-1463.
- [25]. Dutcher, B., M. Fan, and A.G. Russell, Amine-based CO₂ capture technology development from the beginning of 2013 A Review. *ACS applied materials & interfaces*, 2015. 7(4): p. 2137-2148.
- [26]. Aghel, B., et al., Review on CO₂ capture by blended amine solutions. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2022. 119: p. 103715.
- [27]. Abdeen, F.R., et al., A review of chemical absorption of carbon dioxide for biogas upgrading. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2016. 24(6): p. 693-702.
- [28]. Ban, Z.H., L.K. Keong, and A. Mohd Shariff, Physical absorption of CO₂ capture: a review. *Advanced Materials Research*, 2014. 917: p. 134-143.
- [29]. Fu, D. and M.E. Davis, Carbon dioxide capture with zeotype materials. *Chemical Society Reviews*, 2022. 51(22): p. 9340-9370.
- [30]. Abd, A.A., M.R. Othman, and J. Kim, A review on application of activated carbons for carbon dioxide capture: present performance, preparation, and surface modification for further improvement. *Environmental Science and Pollution Research*, 2021. 28(32): p. 43329-43364.
- of CO₂, NO_x, and SO₂ from US power plants owing to switch from coal to natural gas with combined cycle technology. *Earth's Future*, 2014. 2(2): p. 75-82.
- [15]. Hanaki, K. and J. Portugal-Pereira, The effect of biofuel production on greenhouse gas emission reductions. *Biofuels and sustainability: holistic perspectives for policy-making*, 2018: p. 53-71.
- [16]. Litvak, S. and O. Litvak, Some aspects of reducing greenhouse gas emissions by using biofuels. *Journal of Ecological Engineering*, 2020. 21(8): p. 198-206.
- [17]. Fucheng, Z., H. Lukuo, and X. Ying, Prospects for green steelmaking technology with low carbon emissions in China. *Carbon Energy*, 2024. 6(2): p. e456.
- [18]. Zhang, X., et al., A review on low carbon emissions projects of steel industry in the World. *Journal of cleaner production*, 2021. 306: p. 127259.
- [19]. Kheirnik, M., S. Ahmed, and N. Rahmanian, Comparative techno-economic analysis of carbon capture processes: Pre-combustion, post-combustion, and oxy-fuel combustion operations. *Sustainability*, 2021. 13(24): p. 13567.
- [20]. Jansen, D., et al., Pre-combustion CO₂ capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015. 40: p. 167-187.
- [21]. Li, X., et al., Oxy-fuel combustion for carbon capture and storage in internal combustion engines—A review. *International Journal of Energy Research*, 2022. 46(2): p. 505-522.
- [22]. Wang, M., et al., Post-combustion CO₂ capture with chemical absorption: A state-of-the-art review. *Chemical engineering*



transportation processes. 2015: Springer.

- [40]. Aspelund, A., Gas purification, compression and liquefaction processes and technology for carbon dioxide (CO₂) transport, in *Developments and Innovation in Carbon Dioxide (CO₂) Capture and Storage Technology*. 2010, Elsevier. p. 383-407.
- [41]. Aminu, M.D., et al., A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, 2017. 208: p. 1389-1419.
- [42]. Zhang, Z. and D. Huisingh, Carbon dioxide storage schemes: technology, assessment and deployment. *Journal of Cleaner Production*, 2017. 142: p. 1055-1064.
- [43]. Baines, S.J. and R.H. Worden, *Geological storage of carbon dioxide*. 2004.
- [44]. Holloway, S., Carbon dioxide capture and geological storage. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 2007. 365(1853): p. 1095-1107.
- [45]. Snæbjörnsdóttir, S.Ó., et al., Carbon dioxide storage through mineral carbonation. *Nature Reviews Earth & Environment*, 2020. 1(2): p. 90-102.
- [46]. Kelemen, P., et al., An overview of the status and challenges of CO₂ storage in minerals and geological formations. *Frontiers in Climate*, 2019. 1: p. 9.
- [47]. De Baar, H., Options for enhancing the storage of carbon dioxide in the oceans: A review. *Energy Conversion and Management*, 1992. 33(5-8): p. 635-642.
- [48]. Zhao, J., et al., A review on geological storage of marine carbon dioxide: Challenges and prospects. *Marine and Petroleum Geology*, 2024. 163: p. 106757.
- [31]. Sabouni, R., H. Kazemian, and S. Rohani, Carbon dioxide capturing technologies: a review focusing on metal organic framework materials (MOFs). *Environmental Science and Pollution Research*, 2014. 21: p. 5427-5449.
- [32]. Kazemi, S. and V. Safarifard, Carbon dioxide capture in MOFs: The effect of ligand functionalization. *Polyhedron*, 2018. 154: p. 236-251.
- [33]. Favre, E., Membrane processes and postcombustion carbon dioxide capture: Challenges and prospects. *Chemical Engineering Journal*, 2011. 171(3): p. 782-793.
- [34]. Scholes, C.A., S.E. Kentish, and G.W. Stevens, Effects of minor components in carbon dioxide capture using polymeric gas separation membranes. *Separation & Purification Reviews*, 2009. 38(1): p. 1-44.
- [35]. Shen, M., et al., Cryogenic technology progress for CO₂ capture under carbon neutrality goals: A review. *Separation and Purification Technology*, 2022. 299: p. 121734.
- [36]. Baxter, L., A. Baxter, and S. Burt. Cryogenic CO₂ capture as a cost-effective CO₂ capture process. in *International Pittsburgh Coal Conference*. 2009.
- [37]. Castro-Munoz, R., et al., A new relevant membrane application: CO₂ direct air capture (DAC). *Chemical Engineering Journal*, 2022. 446: p. 137047.
- [38]. McQueen, N., et al., A review of direct air capture (DAC): scaling up commercial technologies and innovating for the future. *Progress in Energy*, 2021. 3(3): p. 032001.
- [39]. Witkowski, A., et al., Advances in carbon dioxide compression and pipeline



- [49]. Alsunousi, M. and E. Kayabasi, The role of hydrogen in synthetic fuel production strategies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024. 54: p. 1169-1178.
- [50]. León, D., et al., Techno-economic analysis of the production of synthetic fuels using CO₂ generated by the cement industry and green hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024. 80: p. 406-417.
- [51]. Kaiser, S. and S. Bringezu, Use of carbon dioxide as raw material to close the carbon cycle for the German chemical and polymer industries. *Journal of cleaner production*, 2020. 271: p. 122775.
- [52]. Takht Ravanchi, M. and S. Sahebdehfar, Carbon dioxide capture and utilization in petrochemical industry: potentials and challenges. *Applied Petrochemical Research*, 2014. 4(1): p. 63-77.
- [53]. Meyers, S., et al., Energy efficiency, carbon emissions, and measures towards their improvement in the food and beverage sector for six European countries. *Energy*, 2016. 104: p. 266-283.
- [54]. Vaz Jr, S., A.P.R. de Souza, and B.E.L. Baeta, Technologies for carbon dioxide capture: A review applied to energy sectors. *Cleaner Engineering and Technology*, 2022. 8: p. 100456.



Carbon Dioxide, Challenges, Sources and Industrial Applications: an Overview of Methods for Transport, Absorption and Emission Reduction

Hamid Moghadam*

Assistant Professor, Department of Chemical Engineering, Faculty of Engineering, University of Sistan and Baluchestan, Zahedan, Iran

ARTICLE INFO

REVIEW ARTICLE

Article History:

Received: 29 April 2025

Revised: 31 May 2025

Accepted: 07 June 2025

Keywords:

Carbon dioxide capture
Carbon dioxide transport
Greenhouse gas
Carbon dioxide storage

ABSTRACT

Carbon dioxide is one of the most important greenhouse gases, released both naturally and as a result of human activities into the Earth's atmosphere. Naturally, it enters the atmosphere through processes such as respiration of living organisms, volcanic eruptions, and the decomposition of organic matter. However, over the past two centuries, industrial human activities have significantly increased the concentration of this gas in the atmosphere. Global warming is arguably the most critical consequence of elevated atmospheric CO₂ levels as a greenhouse gas. This review initially outlines the sources of carbon dioxide emissions, followed by a brief examination of the natural mechanisms for CO₂ absorption. Given that in recent decades, a balance between emission and absorption rates has not been maintained—leading to its accumulation in the atmosphere and causing various environmental issues—this study explores different methods of emission reduction and CO₂ capture. A comparison of various carbon capture techniques indicates that, currently, chemical absorption using amines is the most cost-effective option due to its technological maturity and commercial viability. The article further discusses carbon dioxide transportation methods and finally reviews its potential industrial applications.

DOR: [20.1001.1.2504.1095.1404.03.17](https://doi.org/10.2504.1095.1404.03.17)

How to cite this article

H. Moghadam, Carbon Dioxide, Challenges, Sources and Industrial Applications: an Overview of Methods for Transport, Absorption and Emission Reduction. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2025; 12(2): 73-89. (https://www.ijge.irangi.org/article_732241.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: h.moghadam@eng.usb.ac.ir, (H. Moghadam).

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>)



بررسی اثر شرایط خشک کردن بر خواص ساختاری و عملکرد کاتالیستی کاتالیزور Fe-Co-Ni/MgO در تولید اولفین‌های سبک از گاز سنتز

سمانه وحید^{۱*}، وجیهه یوسفی^۲

۱. استادیار، گروه آموزش شیمی، دانشگاه فرهنگیان، صندوق پستی ۵۶۶۴۱-۹۸۸، تهران، ایران

۲. استادیار، گروه مهندسی شیمی، دانشکده مهندسی، دانشگاه سیستان و بلوچستان، زاهدان، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: samaneh.vahid@cfu.ac.ir

مقاله‌ی علمی-پژوهشی

صفحه ۹۰ - ۱۰۷

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۶/۱۳

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۳/۱۱

چکیده

در این پژوهش، کاتالیزورهای Fe-Co-Ni تهیه‌شده به روش هم‌رسوبی برای سنتز اولفین‌های سبک از طریق فرایند فیشر-تروپش مورد بررسی قرار گرفتند. تأثیر دما و زمان خشک کردن پیش‌سازهای کاتالیزور بر عملکرد نمونه Fe-Co-Ni ساپورت‌شده با MgO در یک میکرو راکتور بستر ثابت و تحت شرایط عملیاتی ثابت ($GHSV = 5400 \text{ h}^{-1}$ ، نسبت $H_2/CO = 1/3$ ، فشار ۱ بار و دمای ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد) ارزیابی شد. نتایج نشان داد که خشک کردن در دمای ۱۲۰ درجه سانتی‌گراد به مدت ۱۶ ساعت عملکرد بهینه‌ای در هیدروژناسیون CO دارد. تأثیر شرایط خشک کردن بر رفتار احیا و سطح ویژه کاتالیست نیز به ترتیب با روش‌های TPR و BET بررسی شد. تحلیل آماری ANOVA نشان داد که هم دمای خشک کردن و هم زمان خشک کردن به‌طور معناداری سطح ویژه کاتالیست را افزایش می‌دهند، با این حال، تنها زمان خشک کردن در کاهش گزینش‌پذیری تولید اتان تأثیرگذار است. در نهایت، دمای ۱۵۶/۵ درجه سانتی‌گراد و زمان ۱۸/۶۲ ساعت به‌عنوان شرایط بهینه تعیین شد.

کلیدواژه‌ها: کاتالیزور Fe-Co-Ni، سنتز فیشر-تروپش، شرایط خشک کردن، هیدروژناسیون مونوکسید کربن، تحلیل آماری، ANOVA

۱. مقدمه

فرآیند سنتز فیشر-تروپش (FTS) که گاز سنتز را به محصولات پارافینی و اولفینی تبدیل می‌کند، یکی از مهم‌ترین گزینه‌ها برای تولید سوخت‌های پاک و مواد شیمیایی است [۱، ۲]. کلمه پاک یا بسیار پاک [۳، ۴] به تولید مقدار کم محصولات آروماتیک و بدون گوگرد و انتشار میزان ناچیز آلاندها در طی این فرایند اشاره دارد [۵، ۶].

Rh و Ru، Co، Fe، Ni دارای فعالیت قابل ملاحظه‌ای در هیدروژناسیون کربن مونوکسید می‌باشند [۷، ۸]، اما در میان آن‌ها کاتالیزورهای بر پایه‌ی Co و Fe بیشتر برای استفاده‌ی صنعتی مورد توجه قرار گرفته‌اند [۹-۱۱]. سیستم‌های کاتالیزوری بر پایه‌ی آهن هزینه پایینی دارند و به تولید مقادیر بالایی از اولفین‌ها تمایل دارند [۱۲-۱۴]. کاتالیزورهای

1. Fischer-Tropsch Synthesis (FTS)



بر پایه‌ی کبالت به دلیل فعالیت و گزینش‌پذیری بالا نسبت به محصولات هیدروکربنی راست زنجیر یا واکس‌ها، برای تولید این محصولات در FTS مناسب‌تر بوده و ارجح می‌باشند [۱۵، ۱۶]. نیکل در سنتز فیشتر- تروپش رفتار کاتالیزوری متفاوتی از خود نشان می‌دهد، زیرا وزن مولکولی هیدروکربن‌های حاصل از واکنش فیشتر- تروپش کاتالیز شده با Ni، بسیار کمتر از وزن مولکولی محصولات این واکنش با کاتالیزورهای Fe و Co است [۱۷]؛ بنابراین افزودن نیکل به کاتالیزورهای Fe یا Co منجر به افزایش قابل توجهی در تشکیل اولفین‌های سبک می‌شود و بررسی عملکرد کاتالیزوری مخلوط این فلزات (آهن، کبالت و نیکل) منطقی به نظر می‌رسد.

تحلیل آماری ANOVA ابزاری قدرتمند برای ارزیابی اهمیت نسبی پارامترها و پیش‌بینی شرایط در تحقیقات علمی و مهندسی است. این روش با بررسی تفاوت میانگین‌های گروه‌های مختلف، کمک می‌کند تا مشخص شود کدام متغیرها تأثیر معناداری بر نتیجه دارند. در مدل‌های پیچیده، ANOVA به پژوهشگران اجازه می‌دهد منابع تغییرات را شناسایی کنند و ارتباط میان متغیرها را ارزیابی کنند. همچنین، این تحلیل نقش مهمی در بهینه‌سازی فرآیندها و تصمیم‌گیری بر اساس داده‌ها دارد، چراکه با بررسی عدم انطباق مدل و میزان خطا، می‌توان پیش‌بینی‌های دقیق‌تری ارائه داد و مدل‌های آماری مناسب‌تری ارائه نمود [۱۸-۲۱].

در تحقیق پیشین، تأثیر ساپورت و پروموتور را بر عملکرد کاتالیتیکی کاتالیزورهای Fe-Co-Ni هم‌رسوب شده برای هیدروژناسیون CO مورد مطالعه قرار گرفت و مشخص شد که کاتالیزور بدون پروموتور Fe-Co-Ni که حاوی ۱۰ درصد وزنی از ساپورت MgO است، بهترین عملکرد کاتالیتیکی را در فرایند فیشترتروپش داراست [۲۲]. در این پژوهش، تأثیر شرایط خشک کردن را بر عملکرد کاتالیتیکی و ساختار کاتالیزور Fe-Co-Ni، با استفاده از دو روش متفاوت مورد بررسی قرار می‌دهیم. ابتدا با استفاده از روش سنتی (یک متغیر در هر زمان OFAT)، با تغییر دادن یک پارامتر و ثابت نگه‌داشتن سایر متغیرها میزان عملکرد کاتالیست‌ها تأثیر دو متغیر زمان و دمای خشک کردن بررسی می‌گردد. سپس نتایج حاصل با استفاده از آنالیز آماری ANOVA تحلیل شده و مدل ریاضی جهت پیش‌بینی پاسخ‌ها ارائه می‌گردد. لازم به ذکر است بر اساس اطلاعات نویسندگان، این تحقیق

اولین پژوهشی است که تأثیر شرایط خشک کردن پیش ساز کاتالیست Fe-Co-Ni را بر عملکرد کاتالیستی کاتالیزور در فرایند فیشترتروپش با استفاده از دو روش متفاوت بهینه می‌کند.

۲. مواد و روش‌ها

۲-۱. تهیه‌ی کاتالیزورها

برای تهیه کاتالیزور سه فلزی Fe-Co-Ni به روش هم‌رسوبی، ابتدا محلول‌های ۲ مولار از نمک‌های نیتراهی $\text{Fe}(\text{NO}_3)_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$ ، $\text{Ni}(\text{NO}_3)_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ و $\text{Co}(\text{NO}_3)_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ (شرکت Merck آلمان) ساخته شد و سپس حجم‌های مورد نیاز از این محلول‌ها جهت ساخت کاتالیزور مذکور با نسبت مولی بهینه از سه فلز ((۲۰درصد)/Ni)/(۶۰درصد)/Co(۲۰درصد) Fe) محاسبه و مخلوط گردیدند که به این مخلوط مقدار بهینه (۱۰ درصد وزنی از وزن کل کاتالیزور) از بهترین ساپورت (MgO) اضافه شد. لازم به ذکر است نسبت‌های بهینه فلزات و انتخاب بهترین ساپورت برای این کاتالیست در تحقیقات پیشین انجام شده است [۲۲]. مخلوط فوق داخل یک بالن پنج دهانه که مجهز به دماسنج برای کنترل دمای رسوب‌گیری، pH متر جهت کنترل pH مناسب برای رسوب کمی هر سه فلز، همزن مغناطیسی جهت یکنواخت شدن محلول در طول زمان عمردهی و کندانسور جهت سرد نمودن بخارات در طی زمان عمردهی می‌باشد، ریخته شد. پس از اینکه در ضمن هم‌زدن، دمای این محلول به 70°C رسید عمل رسوب‌دهی توسط محلول ۲ M کربنات سدیم به آرامی شروع گردید. عمل افزودن کربنات سدیم تا زمانی که pH رسوب به ۹/۷ برسد ادامه یافت. بعد از اینکه pH به مقدار مطلوب موردنظر رسید، افزودن کربنات سدیم متوقف گردید و به رسوب اجازه داده شد تا با هم‌زدن یکنواخت به مدت ۲ ساعت عمردهی گردد. پس از سپری شدن زمان عمردهی موردنظر، ابتدا رسوب توسط کیف بوخنر صاف و توسط ۲۰۰۰ میلی‌لیتر آب مقطر به منظور حذف یون‌های سدیم موجود در رسوب، شستشو داده شد. از آنجا که در تحقیقات گزارش شده است یون‌های سدیم باقیمانده در رسوب در بسیاری از سیستم‌های فلزات واسطه نقش غیرفعال‌کنندگی دارند [۲۳]، این مرحله از شستشو با دقت بسیار صورت گرفت. بدین منظور رسوب آن قدر شستشو داده شد تا مقدار سدیم اندازه‌گیری شده توسط دستگاه جذب اتمی به کمتر از ۵۰ ppm رسید. پس از شستشوی دقیق، رسوب

1. One Factor at A Time (OFAT))



در محدوده‌ی متداولی از زمان و دمای خشک کردن در داخل آون خشک گردید. در نهایت این رسوب خشک شده که پیش ساز نامیده می‌شود جهت تبدیل به کاتالیست نهایی، درون کوره الکتریکی در دمای 600°C به مدت ۶ ساعت کلسینه شد. در طی عمل کلسیناسیون پیش سازها به مخلوط اکسیدی تبدیل می‌گردند که آن‌ها را در هاون چینی خرد نموده تا به شکل پودر در آمده و جهت استفاده در راکتور مناسب باشد.

۲-۲. بررسی اثر زمان و دمای خشک کردن

به منظور بررسی اثر زمان خشک کردن بر فعالیت کاتالیتیکی و ساختار کاتالیست نهایی مقداری از رسوب Fe-Co-Ni/MgO که قبلاً به لحاظ نسبت مولی فلزات، نوع و مقدار ساپورت و نوع پروموتور بهینه شده بود [۲۲]، ساخته و به چندین قسمت تقسیم شد. هر قسمت تحت زمان‌های مختلف ۸، ۱۲، ۱۶ و ۲۰ ساعت و در دمای یکسان 120°C خشک گردید. پیش‌سازهای حاصل در دمای 600°C به مدت ۶ ساعت کلسینه شدند و سپس در شرایط راکتوری یکسان ($\text{GHSV} = 5400 \text{ h}^{-1}$ و $\text{H}_2/\text{CO} = 1:3$, $P = 1 \text{ bar}$, $T = 300^{\circ}\text{C}$) جهت تولید اولفین‌های سبک مورد تست قرار گرفتند.

به منظور بررسی اثر دمای خشک کردن پیش ساز بر فعالیت کاتالیتیکی کاتالیست، بعد از صاف کردن و شستشوی رسوب حاصل، آن را به چند قسمت تقسیم نموده و آن‌ها را در دماهای مختلف ۱۰۰، ۱۲۰، ۱۴۰ و ۱۶۰ درجه سانتی‌گراد به مدت ۱۶ ساعت (که در مرحله‌ی قبل به عنوان زمان بهینه‌ی خشک کردن پیش ساز تعیین شده بود) خشک نمودیم. نمونه‌های خشک شده در دمای 600°C به مدت ۶ ساعت کلسینه شد و کاتالیست نهایی بدست آمد. کاتالیست‌های کلسینه شده به دست آمده در شرایط راکتوری یکسان ($\text{GHSV} = 5400 \text{ h}^{-1}$ و $\text{H}_2/\text{CO} = 3:1$, $P = 1 \text{ bar}$, $T = 300^{\circ}\text{C}$) جهت تولید اولفین‌های سبک مورد تست قرار گرفتند.

۲-۳. شناسایی کاتالیزورها

۲-۳-۱. اندازه‌گیری سطح ویژه کاتالیست با استفاده از تکنیک BET^۱

مساحت سطح، حجم منافذ و میانگین اندازه‌ی منافذ نمونه‌ی پیش ساز و کلسینه شده (قبل و بعد از تست) با

استفاده از جذب فیزیکی گاز نیتروژن توسط سیستم اتومات (USA) ۲۰۰۰ Quantra Chrome Nova اندازه‌گیری گردید. هر نمونه کاتالیزور تحت اتمسفر نیتروژن در دمای 600°C به مدت ۳ ساعت گاز زدایی شد. به منظور به دست آوردن مساحت سطح BET، حجم منافذ و میانگین اندازه‌ی منافذ، نمونه‌های مختلف در دمای 196°C - به مدت ۶۶ دقیقه در این دستگاه در محیط خلأ مورد آزمون قرار گرفتند.

۲-۳-۲. احیای برنامه ریزی شده دمای (TPR)^۲

اندازه‌گیری‌های TPR با استفاده از سیستم Micrometrics TPD/TPR ۲۹۰۰ انجام گردید. آزمایش TPR برای تعیین قابلیت احیا پذیری سطح کاتالیزور کلسینه شده (نمونه قبل از تست) انجام می‌شود. بدین منظور ۰/۱ گرم از نمونه در راکتور کوارتزی قرار داده شد و در جریان گاز هلیوم (۴۰ میلی‌لیتر بر دقیقه) قرار گرفت و به دمای 300°C رسید. سپس برای حذف آب جذب شده و سایر آلاینده‌ها به مدت ۳۰ دقیقه در این دما باقی ماند و در ادامه نمونه تا رسیدن به دمای 25°C خنک گردید. گاز کاهنده حاوی ۵ درصد H_2 در Ar با سرعت شارش ۴۰ میلی‌لیتر بر دقیقه و سرعت گرمایش 10°C بر دقیقه از روی نمونه عبور داده شد تا دمای آن را از دمای محیط به 1000°C در طی ۲ ساعت افزایش دهد. این در حالی بود که هم‌زمان جذب H_2 توسط یک آشکارساز هدایت حرارتی (TCD)^۳ رصد می‌شد. کالیبراسیون جذب هیدروژن با احیای پودر CuO انجام گردید

۲-۳-۳. آنالیز (XRD)

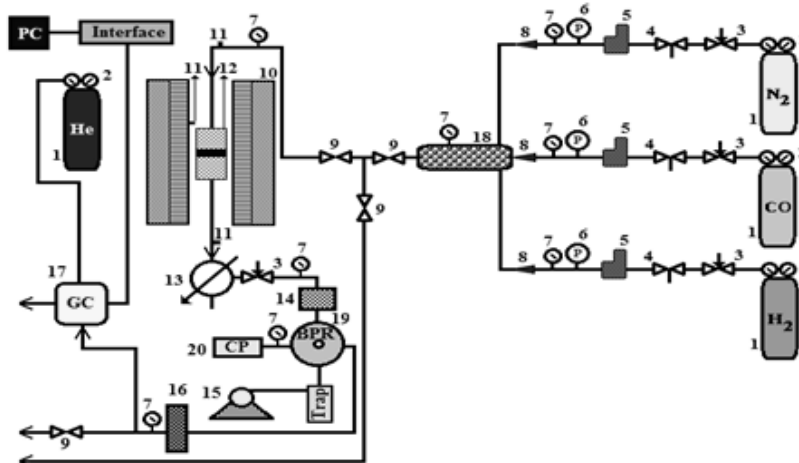
تکنیک آنالیز و تحلیل XRD برای تعیین فازهای کریستالی موجود در پیش ساز کاتالیست Fe-Co-Ni ساپورت شده و نیز نمونه‌های کلسینه شده قبل و بعد از تست راکتوری این کاتالیست مورد استفاده قرار گرفت. نمونه‌ها بر روی یک نگهدارنده‌ی مخصوص در دستگاه XRD مدل D8 Advance ساخت شرکت Bruker AXS آلمان بارگذاری شده و با استفاده از تابش Cu-K α تک‌رنگ در ۴۰ کیلو ولت، ۳۰ میلی‌آمپر، با انتخاب محدوده‌ی اسکن $2\theta < 70^{\circ} < 4^{\circ}$ آنالیز شدند. فازهای مختلف موجود در نمونه‌ها با تطبیق الگوهای تجربی با ورودی‌های نرم‌افزار نمایه‌سازی Diffract plus نسخه ۶،۰ شناسایی شدند.

1. Brunner-Emmett-Teller
2. Temperature Programmed Reduction
3. Thermal Conductivity Detector

۴-۲. آزمون عملکرد کاتالیزورها

ساخته شده است. قطر داخلی این لوله ۲۰ میلی‌متر می‌باشد و بستر کاتالیزور در وسط آن واقع شده است. دمای واکنش توسط یک ترموکوپل قرار داده شده در بستر کاتالیزور کنترل می‌شود و به صورت بصری توسط یک کامپیوتر مجهز به نرم‌افزار رصد می‌گردد. تعدادی ترموکوپل برای نظارت بر دمای ورودی، خروجی و بستر توسط DPC در بستر کاتالیزور قرار داده شده است. ۱/۰ گرم کاتالیزور مش بندی شده با استفاده از پشم کوارتز در وسط راکتور نگه‌داشته می‌شود. این واحد شامل یک تنظیم‌کننده الکترونیکی فشار برگشتی است که می‌تواند فشار کل فرآیند مورد نظر را با استفاده از یک کنترل از راه دور از طریق بسته‌ی نرم‌افزاری TESCOM کنترل کند و باعث بهبود کارایی آن شود و سیستم را قادر به کار در فشارهای مختلف از فشار اتمسفری تا ۱۰۰ بار نماید.

جهت بررسی عملکرد کاتالیزورها، آزمایش‌ها در یک میکرو راکتور فولادی ضدزنگ لوله‌ای با بستر ثابت انجام شد. تصویر شماتیکی از مجموعه‌ی آزمایشی در (شکل ۱) نشان داده شده است. تمام خطوط گاز به بستر راکتور، از لوله‌ی فولادی ضدزنگ ۱/۴ اینچی ساخته شده است. در این واحد تست از سه کنترل‌کننده جریان جرمی (Brooks، مدل 5850E) مجهز به تجهیزات خواندن و کنترل چهار کاناله (Brooks 0154) برای تنظیم خودکار دبی گازهای ورودی (H₂، CO، N₂ با خلوص ۹۹/۹۹ درصد) استفاده می‌شود. گازها در محفظه‌ی اختلاط مخلوط شده و سپس به لوله‌ی راکتور که درون یک کوره لوله‌ای (Atbin، مدل ATU 150-15) قرار گرفته وارد می‌شوند. این کوره که توسط یک کنترل‌کننده‌ی قابل برنامه‌ریزی دیجیتال (DPC)^۱ کنترل می‌گردد، می‌تواند دمایی تا ۱۵۰۰°C تولید کند. لوله‌ی راکتور از فولاد ضدزنگ



شکل ۱: نمایش شماتیک راکتور. ۱- سیلندرهای گاز، ۲- تنظیم‌کننده فشار، ۳- شیرهای سوزنی، ۴- شیرها، ۵- کنترل‌کننده جریان جرمی، ۶- کنترل‌کننده فشار دیجیتال، ۷- فشارسنج، ۸- شیرهای یکطرفه، ۹- شیرهای تویی، ۱۰- کوره‌ی لوله‌ای، ۱۱- نمایشگر دما، ۱۲- راکتور لوله‌ای و بستر کاتالیست، ۱۳- کندانسور، ۱۴- تله (جداکننده)، ۱۵- پمپ هوا، ۱۶- ستون سیلیکاژل، ۱۷- کروماتوگرافی گازی (GC)، ۱۸- محفظه اختلاط، ۱۹- تنظیم‌کننده فشار برگشتی (نوع الکترونیکی)، ۲۰- کنترل پنل.

کاتالیزور مورد بررسی در فشار اتمسفری در جو N₂-H₂ (که در آن سرعت جریان هر گاز ۳۰ میلی‌لیتر در دقیقه می‌باشد) در دمای ۴۰۰°C به مدت ۶ ساعت احیا گشت و سپس در معرض گاز سنتز گرفت. FTS تحت شرایط دمای واکنش ۳۰۰°C، فشار P = ۱bar، نسبت هیدروژن به مونوکسید کربن ۳/۱ = H₂/CO و سرعت فضایی برابر با $GHSV = 5400h^{-1}$ انجام شد. در هر آزمایش، ۱/۰ گرم کاتالیزور بارگیری گردید. جریان واکنش دهنده‌ها و محصولات به صورت آنلاین با استفاده از کروماتوگرافی گازی (Thermo ONIX UNICAM PROG+) مجهز به دو آشکارساز هدایت حرارتی (TCD)^۲ و یک آشکارساز یونش شعله (FID)^۳ تجزیه و تحلیل شدند. یکی از TCD ها برای

1. Digital Programmable Controller
2. Gas Hourly Space Velocity
3. Thermal Conduction Detector
4. Flame Ionization Detector

تجزیه و تحلیل هیدروژن و دیگری برای آنالیز گازهای N_2 آنالیز گاز متان تا هیدروکربن‌های ۸ کربنه قابل استفاده است. نتایج برحسب درصد تبدیل CO و O_2 به کار می‌رود. FID نیز برای تجزیه و تحلیل محصولات هیدروکربنی استفاده می‌شود. این سیستم برای به‌صورت زیر محاسبه و ارائه می‌شود:

$$(1) \quad \text{تعداد مول‌های CO خروجی} - \text{تعداد مول‌های CO ورودی} = \text{درصد تبدیل مونوکسید کربن} \times 100$$

تعداد مول‌های CO ورودی

$$(2) \quad \text{تعداد مول‌های CO در آن محصول} = \text{گزینش‌پذیری نسبت به یک محصول} \times 100$$

تعداد مول‌های CO تبدیل شده

با توجه به اینکه در فرایند فیشرتروپس گستره زیادی از هیدروکربن‌ها تولید می‌شود که در میان آن‌ها تولید الفین‌های سبک شامل اتیلن و پروپیلن مطلوبیت بیشتری نسبت به تولید متان، اتان، پروپان و هیدروکربن‌های با بیش از ۴ کربن و واکس‌ها و غیره دارند. از این رو در این تحقیق پارامتر گزینش‌پذیری نسبتی محصولات مطلوب تولیدی به محصولات نامطلوب (یا مطلوبیت کمتر) با استفاده از رابطه (۳) تعریف شد:

$$(3) \quad Y_{Overall} (\%) = \frac{Y_{C_2H_4} + Y_{C_3H_6}}{Y_{CH_4} + Y_{C_2H_6} + Y_{C_3H_8} + Y_{C_4+}} \times 100$$

که در رابطه (۳)، پارامترهای $Y_{C_3H_8}$ ، $Y_{C_2H_6}$ ، Y_{CH_4} ، Y_{C_4+} ، $Y_{C_3H_6}$ ، $Y_{C_2H_4}$ ، $Y_{Overall}$ به ترتیب نشان‌دهنده گزینش‌پذیری کلی محصولات مطلوب به نامطلوب، گزینش‌پذیری کاتالیست جهت تولید اتیلن، پروپیلن، متان، اتان، پروپان و الفین‌های بیش از ۴ کربن هستند.

۲-۵. تحلیل آماری

جدول ۱: سطوح پارامترهای مورد بررسی در تحلیل آماری

نام	فاکتور	واحد	سطوح
A (Temp)	دمای خشک کردن پیش‌ساز کاتالیست	°C	۱۰۰-۱۲۰-۱۴۰-۱۶۰
B (Time)	زمان خشک کردن پیش‌ساز کاتالیست	h	۸-۱۲-۱۴-۲۰

جهت اطمینان از تکرارپذیری نتایج تمام آزمون‌ها حداقل دو بار تکرار شدند و نتایج ذکر شده مقادیر متوسط هستند. جهت بررسی میزان تأثیر نسبی پارامترهای مورد بررسی یعنی زمان و دمای خشک کردن پیش‌ساز کاتالیست بر کیفیت و عملکرد کاتالیست از تحلیل آماری ANOVA و نرم‌افزار Design Expert 12.0.0 استفاده شد. در این تحلیل دو پارامتر دمای خشک کردن پیش‌ساز (A) و زمان خشک کردن پیش‌ساز (B) بر روی کارایی و ویژگی‌های ساختاری کاتالیست آهن-کیالت-نیکل مورد بررسی قرار گرفت. سطوح پارامترهای مورد بررسی مربوط به شرایط خشک کردن در تحلیل آماری در (جدول ۱) نشان داده شده است. در این تحلیل تأثیر این پارامترها بر روی هشت پاسخ متفاوت شامل میزان تبدیل مونوکسید کربن (R1-CO conversion)، میزان گزینش‌پذیری متان (R2-CH₄ selectivity)، میزان گزینش‌پذیری اتیلن (R3-C₂H₄ selectivity (%))، میزان گزینش‌پذیری اتان (R4-C₂H₆ selectivity (%))، میزان گزینش‌پذیری پروپن (R5-C₃H₆ selectivity (%))، میزان

۳. بحث و بررسی

۳-۱. اثر زمان خشک کردن

۳-۱-۱. اثر زمان خشک کردن بر عملکرد کاتالیست‌ها

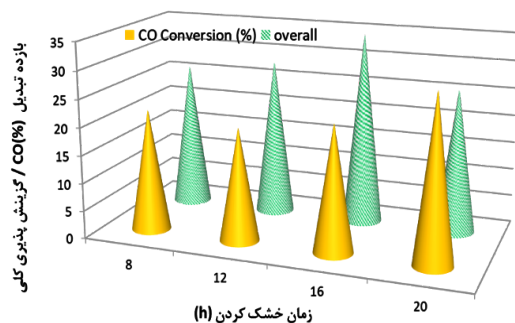
یکی از مراحل مهم در تهیه کاتالیست به روش هم‌رسوبی خشک کردن رسوب می‌باشد. به‌منظور بررسی اثر زمان خشک کردن بر فعالیت کاتالیستی و ساختار کاتالیست نهایی مقداری از رسوب Fe-Co-Ni/MgO، چهار زمان مختلف خشک کردن شامل ۸، ۱۲، ۱۶ و ۲۰ ساعت، در دمای یکسان ۱۲۰°C مورد آزمون قرار گرفت. پیش‌سازهای حاصل در دمای ۶۰۰°C به مدت ۶ ساعت کلسینه شدند و سپس در شرایط راکتوری یکسان

جهت تولید اولفین‌های سبک مورد تست قرار گرفتند. نتایج عملکرد کاتالیستی نمونه‌های حاصل از خشک کردن پیش‌ساز در زمان‌های مختلف، در (جدول ۲) و (شکل ۲) ارائه شده است. همان‌گونه که نتایج حاصل نشان می‌دهد، بهترین زمان خشک کردن پیش‌ساز کاتالیست سه فلزی

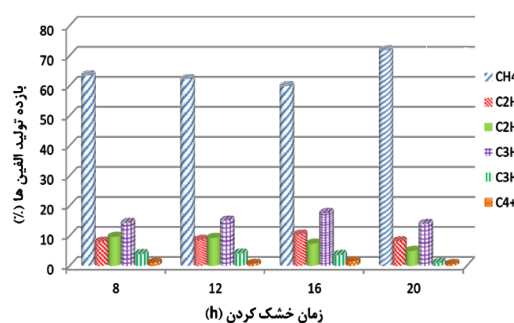
۱۶ ساعت می‌باشد، زیرا در این مورد میزان گزینش پذیری نسبت به اولفین‌های سبک بالاترین و نسبت به محصول غیر مطلوب متان کمترین مقدار می‌باشد. همچنین میزان انتخاب پذیری نسبی که بر اساس رابطه (۳) تعریف شده است و نشان دهنده نسبت گزینش پذیری محصولات مطلوب به نامطلوب است.

جدول ۲: عملکرد کاتالیستی کاتالیست‌های حاصل از خشک کردن پیش‌ساز در زمان‌های مختلف

زمان خشک کردن (ساعت)	تبدیل CO (درصد)	گزینش پذیری (درصد)						Overall
		CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ ⁺	
۸	۲۱/۸۷	۶۳/۳۹	۷/۹۴	۹/۵۹	۱۴/۲۱	۳/۸۶	۱/۰۱	۲۶/۱۹
۱۲	۲۰/۱۹	۶۲/۱۷	۸/۵۸	۹/۲۷	۱۴/۹۸	۴/۰۷	۰/۶۳	۲۸/۲۵
۱۶	۲۲/۶۴	۵۹/۸۲	۱۰/۳۳	۷/۳۲	۱۷/۵۱	۳/۵۸	۱/۴۸	۳۴/۵۸
۲۰	۲۹/۵۵	۷۱/۷۵	۸/۱	۴/۹۳	۱۳/۸۶	۰/۹۱	۰/۵۴	۲۵/۸۴



(ب)



(الف)

شکل ۲: اثر زمان خشک کردن پیش‌ساز بر عملکرد کاتالیست Fe-Co-Ni/10wt%MgO. (الف) تأثیر زمان خشک کردن بر بازده تولید هر یک از محصولات، (ب) تأثیر زمان خشک کردن بر بازده تبدیل مونوکسید کربن و گزینش پذیری کلی محصولات مطلوب به نامطلوب

۳-۱-۲. اثر زمان خشک کردن بر سطح ویژه و تخلخل کاتالیست‌ها

مساحت سطح نسبت به نمونه‌های کلسینه شده قبل و بعد از تست راکتوری می‌باشند. در اثر فرآیند کلسیناسیون و انجام واکنش فیشر-تروپش مساحت سطح کاهش می‌یابد. از طرف دیگر، نتایج (جدول ۳) نشان می‌دهد با افزایش زمان خشک کردن پیش‌ساز کاتالیست مساحت سطح نمونه‌ها افزایش می‌یابد چرا که میزان خشک شدن پیش‌ساز و خروج آب فیزیکی و تبلور با افزایش زمان خشک کردن افزایش می‌یابد. همچنین دیده می‌شود که تخلخل نمونه‌ها در پیش‌سازها و نمونه‌های کلسینه شده قبل و بعد از تست راکتوری متفاوت می‌باشد.

با توجه به اینکه میزان خشک کردن پیش‌ساز کاتالیست می‌تواند روی مساحت سطح ویژه و تخلخل پیش‌سازها و همچنین کاتالیست‌های کلسینه شده قبل و بعد از تست راکتوری مؤثر باشد، تمامی این پیش‌سازهای خشک شده در مدت زمان‌های متفاوت و کاتالیست‌های حاصل از کلسیناسیون آن‌ها قبل و بعد از تست راکتوری توسط تکنیک BET مورد بررسی قرار گرفتند. نتایج حاصل از تست BET این نمونه‌ها در (جدول ۳) گزارش شده است. همان‌طور که در این جدول دیده می‌شود، در تمام نمونه‌های سنتز شده، پیش‌ساز کاتالیست دارای بالاترین

جدول ۳: نتایج BET پیش‌سازهای خشک شده در زمان‌های مختلف و نمونه‌های کلسینه شده قبل و بعد از تست آن‌ها

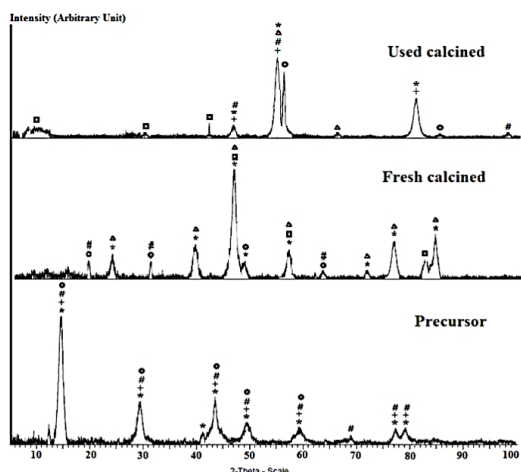
DT (h)	Precursor			Fresh calcined			Used calcined		
	SSA (m ² /g)	PV (cm ³ /g)	PS (A°)	SSA (m ² /g)	PV (cm ³ /g)	PS (A°)	SSA (m ² /g)	PV (cm ³ /g)	PS (A°)
۸	۱۲۲/۰۳	۴/۳۴×۱۰ ^{-۲}	۲۲/۵۵	۷۱/۵۷	۰/۶۷×۱۰ ^{-۲}	۲۲/۳۵	۶۹/۳۲	۰/۷۸×۱۰ ^{-۲}	۲۱/۲۰
۱۲	۱۲۸/۸۷	۴/۵۹×۱۰ ^{-۲}	۲۲/۸۷	۷۹/۰۳	۰/۵۶×۱۰ ^{-۲}	۲۲/۰۰	۷۶/۲۳	۰/۸۶×۱۰ ^{-۲}	۲۲/۳۴
۱۶	۱۳۵/۸۹	۴/۳۰×۱۰ ^{-۲}	۲۲/۶۲	۸۹/۱۱	۰/۷۰×۱۰ ^{-۲}	۲۳/۸۷	۸۶/۰۱	۰/۸۵×۱۰ ^{-۲}	۲۳/۸۳
۲۰	۱۴۹/۱۰	۴/۷۸×۱۰ ^{-۲}	۲۳/۲۸	۹۶/۰۳	۰/۹۳×۱۰ ^{-۲}	۲۴/۶۵	۹۱/۸۸	۱/۰۷×۱۰ ^{-۲}	۲۳/۸۸

زمان خشک شدن: DT؛ مساحت سطح ویژه: SSA؛ حجم منافذ: PV؛ اندازه منافذ: PS

۳-۱-۳. اثر زمان خشک کردن بر تغییرات فازی کاتالیست‌ها، نتایج آزمون XRD

(مکعبی) می‌باشد؛ اما انجام واکنش فیشر-تروپش روی سطح کاتالیست منجر به تغییر فازهای آن می‌گردد و فازهای مختلفی شامل CoO (مکعبی)، Fe (مکعبی)، Co (مکعبی)، NiO (مکعبی)، $(\text{MgO})_{0.91}(\text{FeO})_{0.09}$ (مکعبی) و C (هگزاگونال) در کاتالیست پس از تست راکتوری شناسایی گردید. بر طبق فازهای شناسایی شده در این کاتالیست در حالت‌های مختلف (پیش‌ساز، قبل و بعد از تست راکتوری)، تغییرات فازی رخ داده در این کاتالیست را در طی مراحل مختلف می‌توان بدین صورت شرح داد: (۱) در اثر فرآیند کلسیناسیون که پیش‌ساز را به فرم اکسیدی تبدیل می‌نماید، فازهای کربناتی و نیتراتی موجود در پیش‌ساز کاتالیست به فازهای اکسیدی تبدیل گردیده است. (۲) پس از انجام واکنش فیشر-تروپش، فازهای اکسید فلزی با درجه اکسیداسیون بالاتر فلز، به فازهای اکسید فلزی با درجه اکسیداسیون پایین‌تر فلز، فازهای فلزی و فاز کاربیدی تبدیل گردیده‌اند.

از آنجا که زمان ۱۶ ساعت به‌عنوان زمان بهینه‌ی خشک کردن پیش‌ساز کاتالیست انتخاب گردید، لذا تغییرات فاز کاتالیست خشک‌شده در طی این مدت زمان در حالت‌های مختلف پیش‌ساز، کلسینه شده قبل از تست راکتوری و پس از تست راکتوری توسط تکنیک XRD مورد بررسی قرار گرفت. (شکل ۳) الگوی XRD به‌دست آمده از این نمونه‌ها را نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل دیده می‌شود پیش‌ساز این کاتالیست شامل فازهای هیدروکسیدی و کربناتی نظیر $\text{Fe}_2\text{Ni}_2(\text{CO}_3)(\text{OH})_{8.2}\text{H}_2\text{O}$ ، $\text{Fe}_6(\text{OH})_{12}(\text{CO}_3)(\text{Fe}_2\text{Mg}_6(\text{OH})_{16}\text{CO}_3(\text{H}_2\text{O})_{4.5})_{0.375}$ و $(\text{Ni}_{6.10}\text{Co}_{2.90})(\text{OH})_{18.27}(\text{CO}_3)_{1.315.6.7}\text{H}_2\text{O}$ می‌باشد که شکل هندسی همه آن‌ها هگزاگونال است. این کاتالیست در حالت کلسینه شده شامل فازهای اکسیدی متفاوت نظیر Fe_2O_3 (ریموهدرال)، Co_3O_4 (مکعبی)، Fe_3O_4 (مکعبی)، Ni_2O_3 (هگزاگونال) و $(\text{Mg}_{0.68}\text{Co}_{1.32})\text{O}_4$ و $(\text{Mg}_{0.19}\text{Co}_{0.81})(\text{Mg}_{0.61}\text{Co}_{1.22})\text{O}_4$

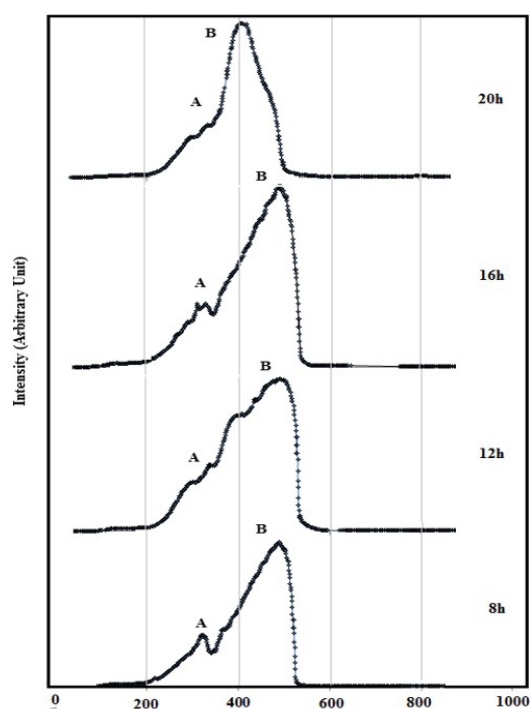


Precursor phases:	
● $\text{Fe}_6(\text{OH})_{12}(\text{CO}_3)$	2θ : 15, 30, 43, 49, 59.5
# $\text{Fe}_2\text{Ni}_2(\text{CO}_3)(\text{OH})_{8.2}\text{H}_2\text{O}$	2θ : 15, 29.5, 43, 48.5, 59, 69, 77.5, 79
+ $(\text{Ni}_{6.10}\text{Co}_{2.90})(\text{OH})_{18.27}(\text{CO}_3)_{1.315.6.7}\text{H}_2\text{O}$	2θ : 15, 29.5, 43, 48.5, 59, 77.5, 79
= $(\text{Fe}_2\text{Mg}_6(\text{OH})_{16}\text{CO}_3(\text{H}_2\text{O})_{4.5})_{0.375}$	2θ : 15, 29.5, 41.5, 43, 49.5, 59, 77.5, 79
Fresh calcined phases:	
● Fe_2O_3	2θ : 19, 31.5, 49, 63
+ Co_3O_4	2θ : 24, 40, 47, 48, 57, 72, 77, 84
# Fe_3O_4	2θ : 19, 31.5, 63.5
■ Ni_2O_3	2θ : 47, 56, 83
▲ $(\text{Mg}_{0.19}\text{Co}_{0.81})(\text{Mg}_{0.61}\text{Co}_{1.22})\text{O}_4$	2θ : 24, 39.5, 46.5, 57, 72, 76, 84.5
Used calcined phases:	
● Fe	2θ : 37.8, 65
+ $(\text{MgO})_{0.91}(\text{FeO})_{0.09}$	2θ : 46, 55, 81
# CoO	2θ : 46.5, 55, 98
■ C	2θ : 10, 30, 42
+ NiO	2θ : 47, 55, 82
▲ Co	2θ : 56, 66

شکل ۳: الگوهای XRD کاتالیست خشک‌شده در زمان بهینه‌ی ۱۶ ساعت، در حالت‌های پیش‌ساز، قبل و پس از تست راکتوری

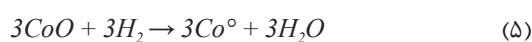
۳-۱-۴. اثر زمان خشک کردن بر رفتار احیاء کاتالیست‌ها

به منظور بررسی اثر زمان خشک کردن پیش‌ساز کاتالیست روی رفتار احیاء نمونه‌های کلسینه شده، تمامی کاتالیست‌های کلسینه شده از خشک کردن پیش‌ساز آن‌ها در زمان‌های مختلف، قبل از تست راکتوری توسط تکنیک احیاء برنامه‌ریزی شده دمایی مورد بررسی قرار گرفتند و طیف‌های TPR به دست آمده آن‌ها در (شکل ۴) نشان داده شده است.

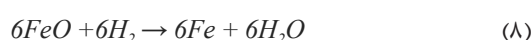
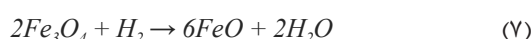
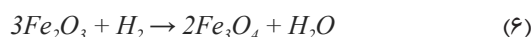


شکل ۴: طیف‌های TPR کاتالیست‌های کلسینه شده حاصل از پیش‌سازهای خشک‌شده در زمان‌های مختلف

با توجه به نتایج آزمون XRD که در بخش قبل بیان گردید، کاتالیست کلسینه شده $\text{Fe-Co-Ni}/\%10\text{MgO}$ دارای فازهای اکسیدی (Ni_2O_3 و Co_3O_4 ، Fe_2O_3 ، Fe_3O_4) می‌باشد. در حالی که جهت انجام واکنش سنتز فیشر-تروپش این کاتالیست‌ها باید به فرم فلزی تبدیل گردند، در نتیجه باید آن‌ها را احیاء نمود تا به فرم فلزی تبدیل شوند؛ اما فازهای اکسیدی مختلف در طی مراحل مجزایی احیاء می‌گردند. فاز اکسید کبالت Co_3O_4 در طی واکنش دومرحله‌ای زیر احیاء شده و به فرم فلزی تبدیل می‌گردد:



گزارش شده است که اولین مرحله‌ی احیاء کاتالیست کبالت در دمای 271°C و مرحله‌ی دوم آن، که احیاء به فرم فلزی کبالت می‌باشد در دمای بین 320°C - 376°C صورت می‌گیرد [۲۴، ۲۵]. همان‌طور که مراحل احیاء اکسید کبالت (روابط ۴ و ۵) نشان می‌دهد در طی احیاء Co_3O_4 به Co° حد واسط CoO تولید می‌گردد. همچنین، گزارش شده است که احیاء Fe_2O_3 توسط هیدروژن در طی واکنش سه مرحله‌ی زیر صورت می‌گیرد:



گونزالس-کورتز و همکارانش [۲۶] احیاءپذیری و عملکرد کاتالیستی سیستم کاتالیستی آهن و سیستم آهن-کبالت را بررسی و گزارش نمودند که Fe_2O_3 دو پیک مصرفی هیدروژن در طی احیاء نشان می‌دهد: پیک کوچکتر در دمای 334°C که مربوط به احیاء Fe_2O_3 به Fe_3O_4 می‌باشد و پیک دوم که بزرگتر بوده و دما در 523°C ثبت می‌گردد، مربوط به احیاء Fe^{3+} به Fe^{2+} و سپس آهن فلزی می‌باشد. گزارش شده است که در طیف TPR مربوط به Ni_2O_3 خالص، یک پیک مصرفی هیدروژن در دمای 611°C وجود دارد که در طی آن این اکسید در طی یک مرحله به نیکل فلزی احیاء می‌گردد [۲۷]. البته در طیف TPR مربوط به اکسید نیکل در حضور بسیاری از ساپورت‌ها، پیک هیدروژن مصرفی گسترده‌ای در محدوده دمایی 230°C تا 560°C دیده می‌شود [۲۸]. همان‌گونه که در (شکل ۴) دیده می‌شود، رفتار احیاء تمام نمونه‌های کلسینه شده حاصل از پیش‌سازهای خشک‌شده در زمان‌های مختلف مشابه بوده و همه نمونه‌ها شامل دو پیک احیاء می‌باشند که در طی این دو مرحله، اکسیدهای فلزی موجود در نمونه‌های کلسینه شده احیاء می‌گردند. مراحل احیاء به این صورت می‌باشد که اکسید کبالت در طی دو مرحله‌ی بیان شده (روابط ۴ و ۵) احیاء گشته و از فرم اکسیدی به فرم کبالت فلزی تبدیل می‌گردد. پیک A در (شکل ۴) مربوط به این مراحل احیاء و نیز مرحله اول احیاء آهن که در دمای تقریبی 330°C رخ می‌دهد، می‌باشد. پیک B مربوط به احیاء اکسید آهن در طی مرحله‌ی دوم و سوم از مراحل سه‌گانه‌ی احیاء آن و نیز احیاء اکسید نیکل به فرم فلزی آن می‌باشد.

۳-۲. اثر دمای خشک کردن

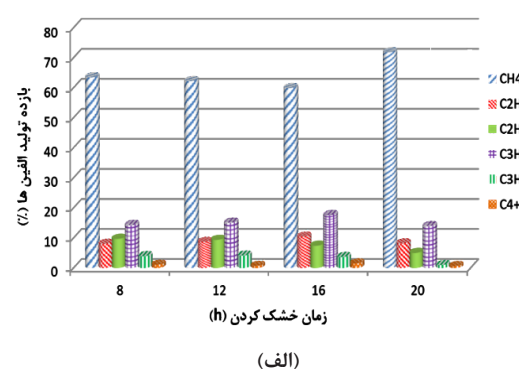
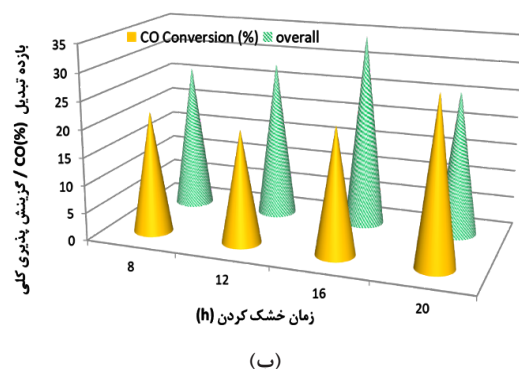
۳-۲-۱- اثر دمای خشک کردن بر عملکرد کاتالیست‌ها

به منظور بررسی اثر دمای خشک کردن پیش‌ساز بر فعالیت کاتالیتیکی کاتالیست، بعد از صاف کردن و شستشوی رسوب حاصل، آن را به چند قسمت تقسیم نموده و آن‌ها را در دماهای مختلف ۱۰۰، ۱۲۰، ۱۴۰ و ۱۶۰ درجه سانتی‌گراد به مدت ۱۶ ساعت (که در مرحله‌ی قبل به‌عنوان زمان بهینه‌ی خشک کردن پیش‌ساز تعیین شده بود) خشک نمودیم. نمونه‌های خشک‌شده در دمای ۶۰۰°C به مدت ۶ ساعت کلسینه شد و کاتالیست نهائی به دست آمد. کاتالیست‌های کلسینه شده به دست آمده در شرایط راکتوری یکسان

به منظور بررسی اثر دمای خشک کردن پیش‌ساز بر فعالیت کاتالیتیکی کاتالیست، بعد از صاف کردن و شستشوی رسوب حاصل، آن را به چند قسمت تقسیم نموده و آن‌ها را در دماهای مختلف ۱۰۰، ۱۲۰، ۱۴۰ و ۱۶۰ درجه سانتی‌گراد به مدت ۱۶ ساعت (که در مرحله‌ی قبل به‌عنوان زمان بهینه‌ی خشک کردن پیش‌ساز تعیین شده بود) خشک نمودیم. نمونه‌های خشک‌شده در دمای ۶۰۰°C به مدت ۶ ساعت کلسینه شد و کاتالیست نهائی به دست آمد. کاتالیست‌های کلسینه شده به دست آمده در شرایط راکتوری یکسان

جدول ۴: عملکرد کاتالیتیکی کاتالیست‌های حاصل از خشک کردن پیش‌ساز در دماهای مختلف

دمای خشک کردن (°C)	تبدیل CO (درصد)	گزینش پذیری (درصد)						Overall
		°CCH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ ⁺	
۱۰۰	۲۸/۵۱	۶۳/۵۲	۷/۳۹	۶/۲۴	۱۶/۶۸	۴/۸۴	۰/۷۲	۲۹/۷۷
۱۲۰	۲۲/۶۴	۵۹/۸۲	۱۰/۳۳	۷/۳۲	۱۷/۵۱	۳/۵۸	۱/۴۸	۳۴/۵۸
۱۴۰	۲۴/۱۴	۶۲/۶۸	۸/۴۴	۷/۱۷	۱۵/۳۱	۴/۹۲	۱/۵۷	۲۸/۴۹
۱۶۰	۲۷/۳۲	۶۹/۸۱	۹/۱۶	۴/۹۹	۱۲/۶۹	۳/۱۳	۰/۲۳	۲۵/۳۹



شکل ۵: اثر دمای خشک کردن پیش‌ساز بر عملکرد کاتالیست Fe-Co-Ni/10wt%MgO. الف) تأثیر زمان خشک کردن بر بازده تولید هر یک از محصولات، ب) تأثیر زمان خشک کردن بر بازده تبدیل مونوکسید کربن و گزینش پذیری کلی محصولات مطلوب به نامطلوب

۳-۲-۲- اثر زمان خشک کردن بر سطح ویژه و تخلخل کاتالیست‌ها

به منظور بررسی اثر دمای خشک کردن پیش‌ساز بر کاتالیست روی مساحت سطح پیش‌سازها و نمونه‌های کلسینه شده حاصل از آن‌ها (قبل و بعد از تست راکتوری)، تمامی این پیش‌سازهای خشک‌شده در دماهای متفاوت

به منظور بررسی اثر دمای خشک کردن پیش‌ساز بر کاتالیست روی مساحت سطح پیش‌سازها و نمونه‌های کلسینه شده حاصل از آن‌ها (قبل و بعد از تست راکتوری)، تمامی این پیش‌سازهای خشک‌شده در دماهای متفاوت

جدول ۵: نتایج BET پیش‌سازهای خشک‌شده در دماهای مختلف و نمونه‌های کلسینه شده قبل و بعد از تست آن‌ها

DT (°C)	Precursor			Fresh calcined			Used calcined		
	SSA (m ² /g)	PV (cm ³ /g)	PS (A°)	SSA (m ² /g)	PV (cm ³ /g)	PS (A°)	SSA (m ² /g)	PV (cm ³ /g)	PS (A°)
۱۰۰	۱۲۰/۱۲	۳/۷۰×۱۰ ^{-۲}	۲۱/۳۶	۷۹/۳۴	۱/۹۶×۱۰ ^{-۲}	۲۱/۴۴	۷۷/۳۴	۱/۲۰×۱۰ ^{-۲}	۲۲/۳۰
۱۲۰	۱۳۵/۸۹	۵/۳۰×۱۰ ^{-۲}	۲۲/۶۲	۸۹/۱۱	۰/۷۰×۱۰ ^{-۲}	۲۳/۸۷	۸۶/۰۱	۰/۸۵×۱۰ ^{-۲}	۲۳/۸۳
۱۴۰	۱۴۲/۱۲	۵/۶۹×۱۰ ^{-۲}	۲۴/۵۰	۹۲/۱۰	۲/۷۶×۱۰ ^{-۲}	۲۴/۸۸	۸۸/۴۰	۲/۰۴×۱۰ ^{-۲}	۲۳/۴۸
۱۶۰	۱۵۸/۹۴	۶/۳۴×۱۰ ^{-۲}	۲۳/۸۲	۹۳/۳۲	۲/۹۷×۱۰ ^{-۲}	۲۳/۸۸	۹۵/۳۰	۲/۲۲×۱۰ ^{-۲}	۲۵/۰۱

همان‌گونه که (شکل ۶) دیده می‌شود، رفتار احیای این نمونه‌ها مشابه بوده و همه‌ی آن‌ها شامل دو پیک احیا می‌باشند که در طی این دو مرحله، اکسیدهای فلزی موجود در نمونه‌های کلسینه شده احیا می‌گردند. این مراحل مشابه مراحل احیای کاتالیست حاصل از خشک‌کردن پیش‌ساز در زمان‌های مختلف می‌باشد. به این صورت که اکسید کبالت در طی دو مرحله احیا شده و از فرم اکسیدی به فرم کبالت فلزی تبدیل می‌گردد و پیک A در (شکل ۶) مربوط به این دو مرحله‌ی احیا و نیز مرحله اول احیای آهن که در دمای تقریبی ۳۳۰°C رخ می‌دهد، می‌باشد. پیک B مربوط به مرحله‌ی دوم و سوم احیای اکسید آهن و نیز احیای اکسید نیکل به فرم فلزی است. بررسی طیف‌های TPR ارائه شده نشان می‌دهد که شرایط خشک‌کردن پیش‌ساز شامل زمان و دمای خشک‌کردن، تأثیر زیادی بر نحوه احیای کاتالیست سه فلزی آهن-کبالت-نیکل ندارد.

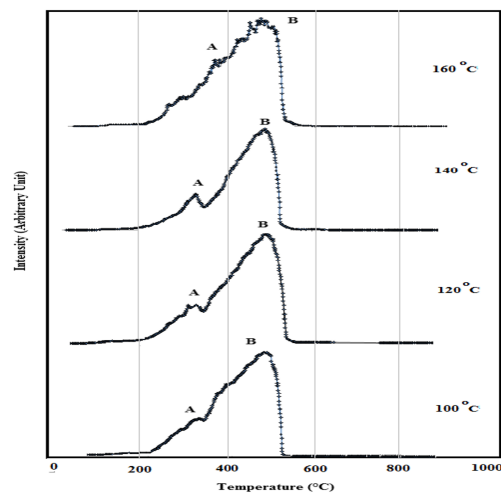
۳-۳. نتایج تحلیل آماری

در بخش‌های قبل تأثیر نسبی پارامترهای مورد بررسی، یعنی دما و زمان خشک‌کردن بر انتخاب پذیری محصولات تولیدی و سطح ویژه کاتالیست‌های تولیدی با استفاده از روش «یک پارامتر در هر زمان (OFAT)»^۱ مورد بررسی قرار گرفتند. در این بخش جهت بررسی میزان تأثیر نسبی پارامترها بر روی نتایج موجود تحلیل آماری ANOVA انجام شد. آزمون ANOVA یا تحلیل واریانس یک روش آماری برای بررسی تفاوت میانگین‌های چند گروه است. نتایج حاصل از تحلیل

با توجه به نتایج ارائه شده در (جدول ۵)، در تمام نمونه‌های سنتز شده، پیش‌ساز کاتالیست‌ها دارای بالاترین مساحت سطح نسبت به نمونه‌های کلسینه شده قبل و بعد از تست راکتوری می‌باشند. در اثر فرآیند کلسیناسیون و انجام واکنش فیشر-تروپش مساحت سطح کاهش می‌یابد. نتایج این جدول همچنین نشان می‌دهد که با افزایش دمای خشک‌کردن پیش‌ساز کاتالیست (به عبارتی با افزایش سرعت خشک شدن پیش‌ساز)، مساحت سطح نمونه‌ها افزایش می‌یابد. همچنین دیده می‌شود که تخلخل نمونه‌ها در پیش‌سازها و نمونه‌های کلسینه شده (قبل و بعد از تست راکتوری) متفاوت می‌باشد.

۳-۲-۳. اثر زمان خشک‌کردن بر رفتار احیاء کاتالیست‌ها

به منظور بررسی اثر دمای خشک‌کردن پیش‌ساز کاتالیست روی رفتار احیای نمونه‌های کلسینه شده، تمامی کاتالیست‌های کلسینه شده قبل از تست راکتوری توسط تکنیک احیای برنامه‌ریزی شده دمایی مورد بررسی قرار گرفتند و طیف‌های TPR به دست آمده آن‌ها در (شکل ۶) ارائه شده است.



شکل ۶: طیف‌های TPR کاتالیست‌های کلسینه شده حاصل از پیش‌سازهای خشک‌شده در دماهای مختلف

1. One Factor at A Time- OFAT



آماري بر روی هشت پاسخ ذکر شده در بخش ۲-۵، ساير پاسخ‌های با P-value بزرگتر از ۰/۰۵ ذکر نشده است.

۳-۳-۱. نتایج تحلیل ANOVA برای سطح ویژه کاتالیست (SSA)

نتایج تحلیل آماری ANOVA برای سطح ویژه کاتالیست در (جدول ۶) نشان داده شده است.

تنها دو پاسخ شامل سطح ویژه کاتالیست و انتخاب پذیری نسبت به تولید C_2H_6 از نظر آماری معنادار تشخیص داده شد ($P\text{-value} < 0/05$) و تأثیر شرایط خشک کردن بر ساير پاسخ‌ها معنادار نبود. لذا تنها نتایج تحلیل آماری مربوط به دو پاسخ مذکور در ادامه آورده شده است و نتایج تحلیل مربوط به

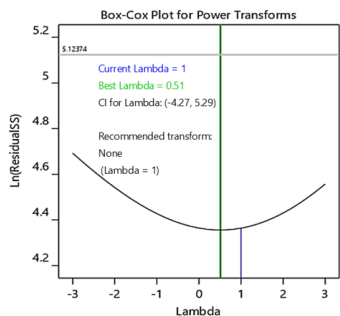
جدول ۶: نتایج تحلیل ANOVA برای سطح ویژه کاتالیست (SSA)

Source	Sum of Squares	df	Mean Square	F-value	p-value	
Model	1152.91	2	576.45	36.7	0.001	significant
A-Temp	711.4	1	711.4	45.29	0.0011	
B-Time	342.26	1	342.26	21.79	0.0055	
Residual	78.54	5	15.71			
Lack of Fit	78.4	4	19.6	139.55	0.0634	not significant
Pure Error	0.1404	1	0.1404			
Cor Total	1231.45	7				
Std. Dev.	3.96		R ²	0.9362	Adeq Precision	15.9384
Mean	136.55		Adjusted R ²	0.9107		
C.V. %	2.9		Predicted R ²	0.8037		

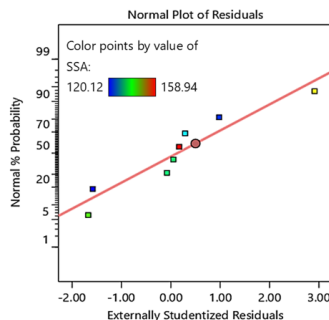
و ۰/۹۱۰۷ برای ضریب تعیین (R^2) و ضریب تعیین تعدیل شده ($Adjusted R^2$) که بسیار نزدیک به ۱ هستند، نشان می‌دهد که مدل به خوبی تغییرات داده‌ها را توضیح می‌دهد و مدل توانسته است ۹۳/۶۲ درصد از تغییرات داده‌ها را توضیح دهد و حتی با در نظر گرفتن تعداد متغیرهای مستقل، مدل به خوبی عمل می‌کند. همچنین، مقدار ۰/۸۰۳۷ برای ضریب تعیین پیش‌بینی شده ($Predicted R^2$) نشان‌دهنده میزان دقت قابل قبول مدل در پیش‌بینی داده‌های جدید است. مقدار ۱۵/۹۳۸۴ برای Adeq Precision به دست آمده است که این مقدار نشان‌دهنده نسبت سیگنال به نویز بالا در مدل است. مقدار بیشتر از ۴ مطلوب محسوب می‌شود، بنابراین مدل دارای دقت مناسبی است.

با توجه به نتایج (جدول ۶)، مدل ارائه شده مقدار P-value کمتر از ۰/۰۵ دارد و مقدار مربوط به عدم انطباق (Lack of Fit) بزرگتر از ۰/۰۵ است که نشان دهنده اعتبار مدل هستند. علاوه بر این مقادیر P-value هر دو پارامتر یعنی دما و زمان خشک کردن نیز کوچکتر از ۰/۰۵ هستند که نشان دهنده تأثیرگذاری معنی‌دار این پارامترها بر سطح ویژه کاتالیست است. همچنین مقایسه دو مقدار P-value نشان می‌دهد که دمای خشک کردن می‌تواند تأثیر بیشتری نسبت به زمان خشک کردن، بر سطح ویژه کاتالیست داشته باشد.

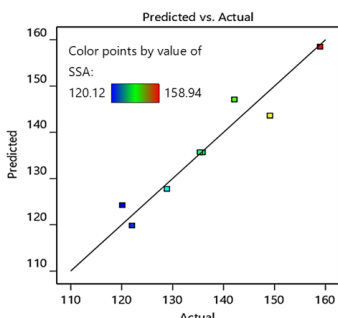
در تحلیل نتایج آزمون ANOVA، شاخص‌های متعددی مورد بررسی قرار می‌گیرند تا میزان دقت و توضیح‌دهندگی مدل ارزیابی شود. مقادیر ۰/۹۳۶۲



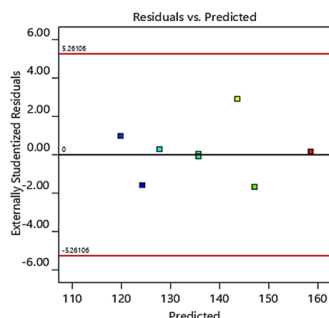
(ب)



(الف)



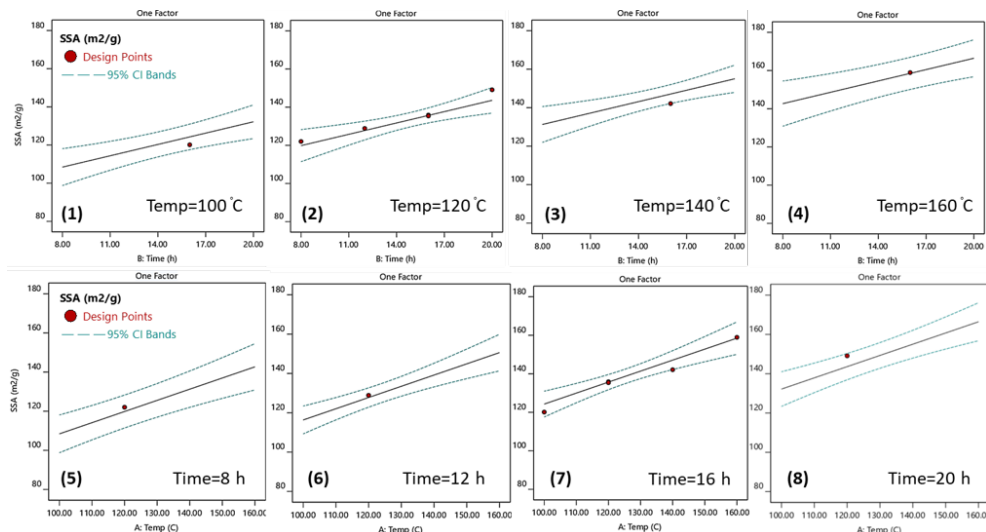
(د)



(ج)

شکل ۷: نمودارهای آماری مربوط به تحلیل واریانس سطح ویژه کاتالیست: (الف) نمودار توزیع نرمال باقیمانده‌ها، (ب) نمودار جعبه کاکس برای تعیین تبدیل توانی، (ج) نمودار باقیمانده‌ها برحسب مقادیر پیش‌بینی شده و (د) نمودار مقایسه مقادیر پیش‌بینی شده و واقعی

شکل ۷) تعدادی از نمودارهای آماری مربوط به تحلیل واریانس برای سطح ویژه کاتالیست را نشان می‌دهد. (شکل ۷ الف)، نمودار توزیع نرمال باقیمانده‌ها را نشان می‌دهد. قرار گرفتن نقاط روی خط نرمال نشان‌دهنده اعتبار مدل و برقراری فرض نرمال بودن است. (شکل ۷ ب) نمودار جعبه‌ای کاکس را نشان می‌دهد. این نمودار برای تشخیص لزوم انجام تبدیل توانی مورد بررسی قرار می‌گیرد. با توجه به نتایج نشان داده شده در این نمودار لزومی به انجام تبدیل توانی نیست و مقدار پارامتر لاندای برابر با ۱ پیشنهاد شده است. (شکل ۷ ج) توزیع تصادفی باقیمانده‌ها برحسب مقادیر پیش‌بینی شده و قرارگیری تمام داده‌ها در محدوده نشان می‌دهد. (شکل ۷ د) تطابق مقادیر پیش‌بینی شده توسط مدل با مقادیر واقعی داده‌ها را مقایسه می‌کند. نزدیک بودن نقاط به خط نیمساز نشان‌دهنده تطابق مناسب مقادیر پیش‌بینی شده و مقادیر واقعی دارد. در مجموع این نمودارها اطمینان‌پذیری مدل ارائه شده را نشان می‌دهند.



شکل ۸: ردیف اول: نحوه تغییر سطح ویژه کاتالیست با زمان خشک کردن در دمای‌های خشک کردن متفاوت (شکل‌های ۱ تا ۴) ردیف دوم: تأثیر دمای خشک کردن بر سطح ویژه کاتالیست در زمان‌های خشک کردن متفاوت (شکل‌های ۵ تا ۸)



یکسان است و میزان سطح ویژه کاتالیست با افزایش دمای خشک کردن افزایش می‌یابد.

در نهایت میزان سطح ویژه کاتالیست را می‌توان با استفاده از مدل ریاضی زیر رابطه (۹) بر اساس دما و زمان خشک کردن پیش‌بینی نمود:

$$SSA = 35.47 + 0.57 \times Temp + 1.98 \times Time + H_2O \quad (9)$$

که در رابطه (۹)، Temp دمای خشک کردن برحسب درجه سانتی‌گراد و Time زمان خشک کردن برحسب ساعت و SSA سطح ویژه کاتالیست برحسب m^2/g می‌باشد.

۳-۲-۳. نتایج تحلیل ANOVA برای گزینش‌پذیری تولید اتان

هنتایج تحلیل آماری ANOVA برای گزینش‌پذیری تولید اتان در (جدول ۷) نشان داده شده است.

نحوه تغییرات سطح ویژه کاتالیست با هر یک از متغیرهای دما و زمان خشک کردن در (شکل ۸) نشان داده شده است. نقاط قرمز در نمودارها داده‌های واقعی و خط‌چین‌های سبز رنگ محدوده نوار اطمینان ۹۵ درصد را نشان می‌دهد که انتظار داریم مقدار واقعی یک پارامتر با احتمال ۹۵ درصد در این نوار قرار گیرد. سطح ویژه کاتالیست با افزایش زمان خشک کردن افزایش می‌یابد. این روند در تمام سطوح مربوط به پارامتر دیگر یعنی دمای خشک کردن در نمودارهای ۱ تا ۴ در (شکل ۸) نشان داده شده است. با مقایسه این نمودارها می‌توان مشاهده کرد که روند تغییرات سطح ویژه در دماهای متفاوت خشک کردن تقریباً یکسان است و تنها تفاوت در این است که هر چه دمای خشک کردن افزایش می‌یابد، نمودار به سمت مقادیر بالاتر منتقل می‌شود. نمودارهای ۵ تا ۸ در (شکل ۸) نحوه تغییرات سطح ویژه با دمای خشک کردن در سطوح متفاوت از پارامتر زمان خشک کردن را نشان می‌دهند. به‌طور مشابه، روند تغییرات در تمام سطوح تقریباً

جدول ۷: نتایج تحلیل واریانس برای گزینش‌پذیری تولید اتان

Source	Sum of Squares	df	Mean Square	F-value	p-value	
Model	16.97	2	8.49	10.9	0.015	significant
A-Temp	1.06	1	1.06	1.36	0.2958	
B-Time	15.05	1	15.05	19.33	0.007	
Residual	3.89	5	0.7782			
Lack of Fit	3.88	4	0.9691	67.07	0.0913	not significant
Pure Error	0.0144	1	0.0144			
Std. Dev.	0.8821		R ²	0.9135	Adeq Precision	9.2234
Mean	7.08		Adjusted R ²	0.8989		
C.V. %	12.46		Predicted R ²	0.8456		

P-value پارامتر دمای خشک کردن بزرگتر از ۰/۰۵ است که نشان می‌دهد این پارامتر تأثیرگذاری معنی‌داری بر گزینش‌پذیری تولید اتان ندارد

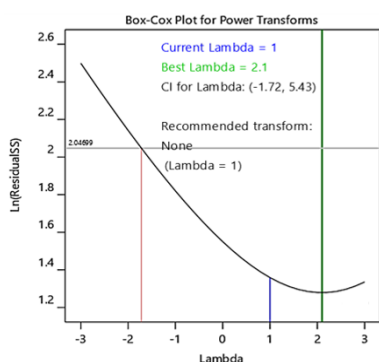
مقادیر ۰/۹۱۳۵ و ۰/۸۹۸۹ برای ضریب تعیین (R^2) و ضریب تعیین تعدیل‌شده ($Adjusted R^2$)، نشان می‌دهد که مدل به‌خوبی تغییرات داده‌ها را توضیح می‌دهد.

با توجه به نتایج (جدول ۷)، مدل ارائه شده مقدار P-value کمتر از ۰/۰۵ دارد و مقدار مربوط به عدم انطباق (Lack of Fit) بزرگتر از ۰/۰۵ است که نشان دهنده اعتبار مدل هستند. مقدار P-value پارامتر زمان خشک کردن کوچکتر از ۰/۰۵ است که نشان دهنده تأثیرگذاری معنی‌دار این پارامتر بر گزینش‌پذیری تولید اتان است؛ اما مقدار

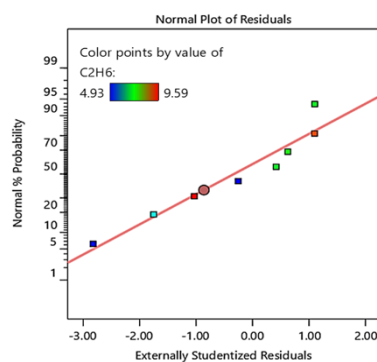
همچنین، مقدار 0.8456 برای ضریب تعیین پیش‌بینی شده $(\text{Predicted } R^2)$ نشان‌دهنده میزان دقت قابل قبول مدل در پیش‌بینی داده‌های جدید است. مقدار $9/2234$ برای Adeq Precision به دست آمده است که این مقدار نشان‌دهنده نسبت سیگنال به نویز قابل قبول در مدل است.

(شکل ۹) تعدادی از نمودارهای آماری مربوط به تحلیل واریانس برای گزینش‌پذیری تولید اتان را نشان می‌دهد. قرار گرفتن نقاط روی خط نرمال در (شکل ۹ الف) نشان‌دهنده اعتبار مدل و برقراری فرض نرمال بودن است. با توجه به نتایج نشان داده شده در (شکل ۹ ب) نمودار Box-Cox بهترین مقدار برای پارامتر لانداندا $2/1$ گزارش شده است، اما اعمال تبدیل توانی تغییر چندانی در برازش و دقت مدل حاصل نمی‌کند و مقدار لانداندا برابر با یک (بدون تبدیل توانی) پیشنهاد شده است. (شکل ۹ ج) به خوبی توزیع تصادفی باقیمانده‌ها برحسب مقادیر پیش‌بینی شده و قرارگیری تمام داده‌ها در محدوده را نشان می‌دهد. نزدیک بودن نقاط به خط نیمساز در (شکل ۹ د) نشان‌دهنده تطابق قابل قبول مقادیر پیش‌بینی شده توسط مدل با مقادیر واقعی داده‌ها است.

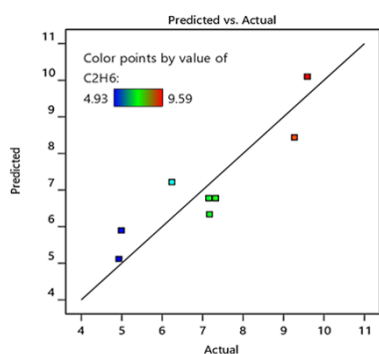
نحوه تغییرات انتخاب‌پذیری تولید اتان با هر یک از متغیرهای دما و زمان خشک‌کردن در (شکل ۱۰) نشان داده شده است. نقاط قرمز در نمودارها داده‌های واقعی و خط‌چین‌های سبز رنگ محدوده نوار اطمینان ۹۵ درصد را نشان می‌دهد که انتظار داریم مقدار واقعی یک پارامتر با احتمال ۹۵ درصد در این نوار قرار گیرد. لازم به ذکر است که این نمودارها در شرایط بهینه تعیین شده در روش OFAT که در بخش‌های قبلی تعیین گردید رسم شده‌اند. فرم کلی نمودارها در سایر مقادیر و سطوح پارامترها تقریباً فرم یکسانی دارد و تفاوت زیادی دیده نمی‌شود. با توجه به نتایج این نمودارها در (شکل ۱۰)، تغییرات گزینش‌پذیری تولید اتان با دمای خشک‌کردن با شیب و شدت بیشتری نسبت به دمای خشک‌کردن انجام می‌شود. همان‌طور که در نتایج حاصل از تحلیل واریانس در (جدول ۷) بیان شد، تأثیر دمای خشک‌کردن از نظر آماری بی‌معنا تشخیص داده شده است. همچنین، با افزایش زمان خشک‌کردن و افزایش دمای خشک‌کردن، انتخاب‌پذیری تولید اتان کاهش می‌یابد.



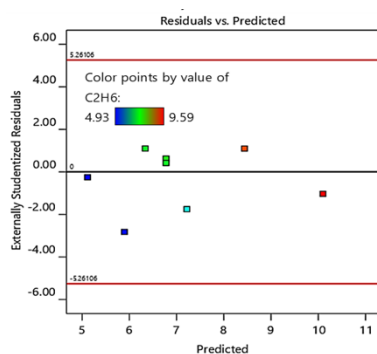
(ب)



(الف)

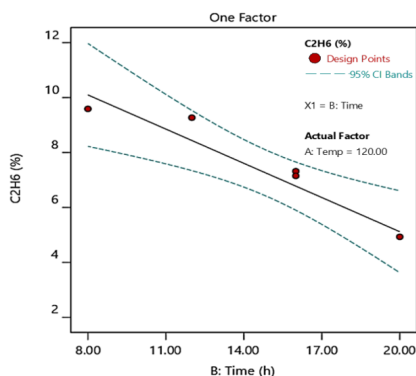


(د)

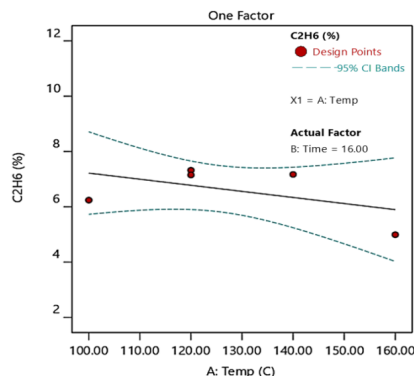


(ج)

شکل ۹: نمودارهای آماری مربوط به تحلیل واریانس گزینش‌پذیری تولید اتان: (الف) نمودار توزیع نرمال باقیمانده‌ها، (ب) نمودار Box-Cox برای تعیین تبدیل توانی، (ج) نمودار باقیمانده‌ها برحسب مقادیر پیش‌بینی شده و (د) نمودار مقایسه مقادیر پیش‌بینی شده و واقعی



(ب)



(الف)

شکل ۱۰: الف) تأثیر دمای خشک کردن بر گزینش پذیری تولید اتان (در زمان خشک کردن برابر با ۱۶ ساعت)، ب) نحوه تغییر گزینش پذیری تولید اتان با زمان خشک کردن (در دمای خشک کردن ۱۲۰°C)

بالاترین مساحت سطح نسبت به نمونه‌های کلسینه شده قبل و بعد از تست راکتوری می‌باشند و در اثر فرآیند کلسیناسیون و انجام واکنش فیشر-تروپش مساحت سطح کاهش می‌یابد. نتایج شناسایی XRD به دست آمده از نمونه‌ها نشان می‌دهد که پیش‌ساز تمام کاتالیست‌ها شامل فازهای هیدروکسیدی و کربناتی می‌باشد که این فازها در طی کلسیناسیون به فازهای اکسیدی متفاوت از ۳ فلز تبدیل می‌شوند. همچنین این نتایج نشان می‌دهد که پس از انجام واکنش فیشر-تروپش، فازهای اکسید فلزی با درجه اکسیداسیون بالاتر فلز، به فازهای اکسید فلزی با درجه اکسیداسیون پایین‌تر فلز، فازهای فلزی و فاز کربیدی تبدیل گردیده‌اند. داده‌های TPR نشان می‌دهد که رفتار احیای تمام نمونه‌های کلسینه شده حاصل از پیش‌سازهای خشک‌شده در زمان‌ها و دماهای مختلف مشابه بوده و همه نمونه‌های کلسینه شده شامل دو پیک احیا می‌باشند که در طی این دو مرحله، انواع اکسیدهای فلزی موجود در آن‌ها به فرم فلزی خود احیا می‌گردند. جهت بررسی تأثیر نسبی پارامترهای مورد بررسی، تحلیل آماری ANOVA بر روی گزینش‌پذیری تولید محصولات مختلف، میزان تبدیل مونوکسید کربن و سطح ویژه کاتالیست انجام گرفت. از میان پاسخ‌های انتخاب شده تنها تأثیر پارامترها بر دو پاسخ سطح ویژه کاتالیست و گزینش‌پذیری تولید اتان از نظر آماری معنادار تشخیص داده شد. افزایش زمان و دمای خشک کردن به صورت معناداری سبب افزایش سطح ویژه کاتالیست می‌گردد. از سوی دیگر تغییر دمای خشک کردن تأثیر معناداری بر گزینش‌پذیری تولید اتان نداشته و تنها پارامتر مؤثر از نظر آماری زمان خشک کردن بود. با افزایش زمان خشک کردن گزینش‌پذیری تولید اتان کاهش می‌یابد. در نهایت، مقادیر بهینه دمای خشک کردن ۱۵۶/۵ درجه

در نهایت میزان گزینش‌پذیری تولید اتان را می‌توان با استفاده از مدل ریاضی زیر بر اساس دما و زمان خشک کردن پیش‌بینی نمود:

$$Y_{C2H6} = 16.06 - 0.02 \text{ Temp} - 0.42 \text{ Time} \quad (10)$$

که در رابطه (۱۰)، Temp دمای خشک کردن بر حسب درجه سانتی‌گراد و Time زمان خشک کردن بر حسب ساعت و Y_{C2H6} گزینش‌پذیری تولید اتان می‌باشد.

۳-۳-۳. شرایط بهینه از نظر آماری

در مجموع با توجه به میزان مطلوبیت تولید محصولات مختلف در فرایند فیشر-تروپش که در بخش روش‌ها شرح داده شد، شرایط بهینه بر مبنای حداکثر کردن محصولات مطلوب و به حداقل رساندن محصولات با مطلوبیت کمتر از جمله اتان و همچنین حداکثر شدن سطح ویژه کاتالیست مقدار دمای خشک کردن ۱۵۶/۵ درجه سانتی‌گراد و زمان خشک کردن برابر با ۱۸/۶۲ ساعت پیش‌بینی گردید.

۴. نتیجه‌گیری

کاتالیست‌های Fe-Co-Ni ساپورت شده با MgO شده با استفاده از روش هم‌رسوبی تهیه و برای تولید الفین‌های سبک C_2-C_4 از طریق واکنش هیدروژناسیون CO مورد استفاده قرار گرفتند. اثر طیفی از شرایط خشک کردن پیش‌ساز (دما و زمان) بر عملکرد کاتالیتیکی و ساختار کاتالیست مورد بررسی قرار گرفت. بهترین شرایط خشک کردن پیش‌ساز با استفاده از روش سنتی (یک متغیر در هر زمان OFAT)، زمان خشک کردن ۱۶ ساعت و دمای خشک کردن ۱۲۰°C تعیین شد. نتایج حاصل از تست شناسایی BET نشان داد که در تمام نمونه‌های سنتز شده، پیش‌ساز کاتالیست دارای

2016. 59: p. 395–404.

- [7]. Liu, Q.-Y., C. Shang, and Z.-P. Liu, In Situ Active Site for Fe-Catalyzed Fischer–Tropsch Synthesis: Recent Progress and Future Challenges. *The Journal of Physical Chemistry Letters*, 2022. 13(15): p. 3342–3352.
- [8]. Amin, M., et al., Issues and challenges of Fischer–Tropsch synthesis catalysts. *Frontiers in Chemistry*, 2024. Volume 12 - 2024.
- [9]. Torres Galvis, H.M., et al., Effects of sodium and sulfur on catalytic performance of supported iron catalysts for the Fischer–Tropsch synthesis of lower olefins. *Journal of Catalysis*, 2013. 303: p. 22–30.
- [10]. Liu, Y., et al., Strategic assembly of active phases on Co-Fe bimetallic catalysts for efficient Fischer-Tropsch synthesis. *Chemical Engineering Journal*, 2024. 494: p. 152936.
- [11]. Sonal, et al., Synergistic Effect of Fe–Co Bimetallic Catalyst on FTS and WGS Activity in the Fischer–Tropsch Process: A Kinetic Study. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2017. 56(16): p. 4659–4671.
- [12]. Amin, M., et al., The Conversion of Waste Biomass into Carbon-Supported Iron Catalyst for Syngas to Clean Liquid Fuel Production. *Catalysts*, 2022. 12(10): p. 1234.
- [13]. Li, Y., et al., Effect of Support on Catalytic Performance of Photothermal Fischer–Tropsch Synthesis to Produce Lower Olefins over Fe_3C_2 -based Catalysts. *Chemical Research in Chinese Universities*, 2020. 36(6): p. 1006–1012.
- [14]. Wang, P., et al., Efficient conversion of syngas to linear α -olefins by phase-pure

سانتی‌گراد و زمان خشک‌کردن برابر با ۱۸/۶۲ ساعت با استفاده از تحلیل آماری پیش‌بینی گردید.

تشکر و قدردانی

این تحقیق با حمایت مالی دانشگاه سیستان و بلوچستان انجام گرفته است.

مراجع:

- [1]. Chen, G., et al., Alumina-Supported CoFe Alloy Catalysts Derived from Layered-Double-Hydroxide Nanosheets for Efficient Photothermal CO_2 Hydrogenation to Hydrocarbons. *Advanced Materials*, 2018. 30(3): p. 1704663.
- [2]. Zhao, Z., et al., A review of Co/ Co_2C -based catalysts in Fischer–Tropsch synthesis: from fundamental understanding to industrial applications. *Chemical Communications*, 2023. 59(26): p. 3827–3837.
- [3]. Jahangiri, H., et al., A review of advanced catalyst development for Fischer–Tropsch synthesis of hydrocarbons from biomass derived syn-gas. *Catalysis Science & Technology*, 2014. 4(8): p. 2210–2229.
- [4]. Sun, Y., et al., Optimization using response surface methodology and kinetic study of Fischer–Tropsch synthesis using SiO_2 supported bimetallic Co–Ni catalyst. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016. 28: p. 173–183.
- [5]. Gill, S.S., et al., Combustion characteristics and emissions of Fischer–Tropsch diesel fuels in IC engines. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2011. 37(4): p. 503–523.
- [6]. Zhang, J.p., et al., Preparation of steam activated carbon from black liquor by flue gas precipitation and its performance in hydrogen sulfide removal: Experimental and simulation works. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*,



- properties of the Fe–Co–Ni catalysts for CO hydrogenation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2013. 15: p. 106–117.
- [23]. Wan, H.-j., et al., Effects of SiO₂ and Al₂O₃ on performances of iron-based catalysts for slurry Fischer–Tropsch synthesis. *Journal of Fuel Chemistry and Technology*, 2007. 35(5): p. 589–594.
- [24]. Xue, L., et al., Catalytic decomposition of N₂O over CeO₂ promoted Co₃O₄ spinel catalyst. *Applied Catalysis B: Environmental*, 2007. 75(3): p. 167–174.
- [25]. Lin, H.-Y. and Y.-W. Chen, The mechanism of reduction of cobalt by hydrogen. *Materials Chemistry and Physics*, 2004. 85(1): p. 171–175.
- [26]. González-Cortés, S.L., et al., Synthesis of light alkenes on manganese promoted iron and iron-cobalt Fischer-Tropsch catalysts. *Reaction Kinetics and Catalysis Letters*, 2002. 75(1): p. 3–12.
- [27]. Hu, C.-W., et al., On the Inhomogeneity of Low Nickel Loading Methanation Catalyst. *Journal of Catalysis*, 1997. 166(1): p. 1–7.
- [28]. Chen, R., et al., Effect of Alumina Particle Size on Ni/Al₂O₃ Catalysts for p-Nitrophenol Hydrogenation*
*Supported by the Special Funds for Major State Basic Research Program of China (No.2003CB615702), the National Natural Science Foundation of China (No.20636020) and the Natural Science Foundation of Jiangsu Province (No. BK2006722). *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2007. 15(6): p. 884–888.
- χ -Fe₅C₂. *Nature*, 2024. 635: p. 102–107.
- [15]. Scarfiello, C., et al., Oxide Supported Cobalt Catalysts for CO₂ Hydrogenation to Hydrocarbons: Recent Progress. *Advanced Materials Interfaces*, 2023. 10(15): p. 2202516.
- [16]. Gupta, S., et al., A review of cobalt-based catalysts for sustainable energy and environmental applications. *Applied Catalysis A: General*, 2023. 661: p. 119254.
- [17]. Usman, M., A.G. Fareed, and M. Amin, A bibliometric analysis of CO₂ methanation: research trends and comprehension of effective catalysts. *Journal of the Iranian Chemical Society*, 2024. 21(5): p. 1185–1201.
- [18]. Yousefi, V. and H.-R. Kariminia, Statistical analysis for enzymatic decolorization of acid orange 7 by *Coprinus cinereus* peroxidase. *International Biodeterioration & Biodegradation*, 2010. 64(3): p. 245–252.
- [19]. Yousefi, V. and H.-R. Kariminia, The optimization of reactive black 5 dye removal using *Coprinus cinereus* peroxidase (CIP). *Advances in Environmental Technology*, 2024. 10(2): p. 85–101.
- [20]. Yousefi, V., Statistical investigation of pivotal physical and chemical factors on the performance of ceramic-based microbial fuel cells. *Energy Harvesting and Systems*, 2022. 9(2): p. 239–252.
- [21]. Keshavarz, M., D. Mohebbi-Kalhari, and V. Yousefi, Multi-Response Optimization of Tubular Microbial Fuel Cells Using Response Surface Methodology (RSM). *Journal of Renewable Energy and Environment*, 2022. 9(2): p. 49–58.
- [22]. Mirzaei, A.A., S. Vahid, and H.O. Torshizi, Effect of support and promoter on the catalytic performance and structural



Investigation of the Effect of Drying Conditions on the Structural Properties and Catalytic Performance of Fe-Co-Ni/MgO Catalyst for Light Olefins Production from Syngas

Samaneh Vahid^{1*}, Vajiheh Yousefi²

1. Assistant Professor, Department of Chemistry Education, Farhangian University, P.O. Box 14665-889, Tehran, Iran
2. Assistant Professor, Department of Chemical Engineering, Faculty of Engineering, University of Sistan and Baluchestan, Zahedan, Iran

ARTICLE INFO

RESEARCH ARTICLE

Article History:

Received: 01 June 2025

Revised: 03 August 2025

Accepted: 04 September 2025

Keywords:

Fe-Co-Ni catalyst
Fischer-Tropsch synthesis
Drying conditions
Carbon monoxide hydrogenation
Statistical analysis
ANOVA

ABSTRACT

This study investigates Fe-Co-Ni catalysts prepared by co-precipitation for light olefin production via Fischer-Tropsch synthesis. The effects of drying temperature and time on MgO-supported Fe-Co-Ni catalyst performance were examined in a fixed-bed microreactor under constant conditions (GHSV = 5400 h⁻¹, H₂/CO = 1:3, pressure = 1 bar, temperature = 300°C). Drying at 120°C for 16 hours resulted in the highest catalytic activity for CO hydrogenation. Reduction behavior and surface area changes due to drying were analyzed by TPR and BET techniques, respectively. ANOVA analysis showed that both drying temperature and time significantly increased catalyst surface area (P < 0.05). However, only drying time significantly affected ethane selectivity, decreasing it with longer drying periods, while temperature had no significant impact. Optimal drying conditions were predicted at 156.5°C and 18.62 hours.

DOR: [20.1001.1.2506.1098.1404.06.13](https://doi.org/10.1001.1.2506.1098.1404.06.13)

How to cite this article

S. Vahid, V. Yousefi, Investigation of the Effect of Drying Conditions on the Structural Properties and Catalytic Performance of Fe-Co-Ni/MgO Catalyst for Light Olefins Production from Syngas. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2025; 12(2): 90-107. (https://www.ijge.irangi.org/article_732242.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: samaneh.vahid@cfu.ac.ir, (S. Vahid).

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>)



سیاست‌های قانونی برای انتقال فناوری در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز

مصطفی ابراهیمی مقدم^{۱*}، عباس کاظمی نجف‌آبادی^۲

۱. رئیس امور پژوهش و فناوری، شرکت مهندسی و توسعه گاز ایران، تهران، ایران

۲. دانشیار، گروه حقوق خصوصی، دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه علامه طباطبایی، تهران، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: m.abrahimi@nigceng.ir

مقاله‌ی مروری

صفحه ۱۰۸ - ۱۲۱

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۶/۱۲

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۴/۲۶

چکیده

توسعه زیرساخت‌های ذخیره‌سازی گاز طبیعی یکی از الزامات بنیادین امنیت انرژی در ایران و سایر کشورهای وابسته به واردات یا دارای نوسانات مصرف فصلی است. با توجه به پیچیدگی فنی، سرمایه‌گذاری بالا و ماهیت بین‌المللی فناوری‌های ذخیره‌سازی، سیاست‌گذاری مؤثر در زمینه انتقال فناوری، به‌ویژه از منظر حقوقی و نهادی، اهمیتی دوچندان می‌یابد. این مقاله با رویکردی توصیفی-تحلیلی، به بررسی سیاست‌های حقوقی ایران در زمینه انتقال فناوری در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز پرداخته و آن را با تجارب کشورهای منتخب از جمله برزیل، مالزی، هند، عربستان سعودی و ترکیه مقایسه می‌کند. علاوه بر مرور ادبیات نظری در خصوص مدل‌های انتقال فناوری، از جمله مدل نلسون، مقاله به بررسی قراردادهای بازگرا، بازگرا اصلی و شیوه‌های بومی‌سازی فناوری در مطالعات موردی پروژه‌های سراجه قم، شوریجه و گنبد‌های نمکی نصرآباد می‌پردازد. یافته‌های تحقیق نشان می‌دهد که فقدان الزامات حقوقی مشخص، نبود نهاد ناظر تخصصی و عدم بهره‌گیری از ظرفیت دانشگاهی، از جمله چالش‌های اصلی ایران در زمینه انتقال فناوری ذخیره‌سازی گاز است. نتایج مقاله تأکید می‌کند که بدون بازنگری در سازوکارهای قراردادی و حقوقی و ایجاد نهاد تنظیم‌گر مستقل، بومی‌سازی واقعی فناوری در پروژه‌های گازی آینده، به‌ویژه در حوزه ساختارهای نمکی و بازیافت آب، تحقق نخواهد یافت. تجربه کشورهای موفق نشان می‌دهد که سیاست‌گذاری دقیق، شرط الزام‌آور انتقال فناوری و پیوند صنعت با دانشگاه، سه ضلع اصلی در تحقق این هدف هستند.

کلید واژه‌ها: انتقال فناوری، ذخیره‌سازی گاز طبیعی، سیاست‌گذاری حقوقی، مطالعات موردی ایران، بومی‌سازی فناوری

۱. مقدمه

ذخیره‌سازی گاز طبیعی به‌عنوان ابزاری راهبردی در مدیریت عرضه و تقاضای انرژی، تضمین امنیت انرژی ملی و افزایش بهره‌وری شبکه انتقال و توزیع، در دهه‌های اخیر اهمیت روزافزونی یافته است. رشد نوسانات فصلی مصرف گاز، توسعه صنایع گازپایه و نقش‌آفرینی گاز طبیعی در گذار به انرژی‌های پاک، کشورهای دارای منابع گاز را بر آن داشته تا راهبردهای نوینی برای ذخیره‌سازی بلندمدت و بیک‌برداری طراحی کنند. در این میان، پروژه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز به‌ویژه در مخازن تخلیه‌شده، ساختارهای نمکی و آکوئفرها، به‌عنوان گزینه‌های فنی و اقتصادی قابل اتکا مطرح شده‌اند [۱].



در کنار چالش‌های فنی مرتبط با انتخاب ساختار زمین‌شناسی، طراحی مهندسی و مدیریت ایمنی مخازن یکی از ابعاد حیاتی در اجرای موفق این پروژه‌ها، انتقال فناوری و دسترسی به دانش فنی روز دنیا است. فناوری‌های مورد استفاده در حفاری، شست‌وشوی حفره‌های نمکی، کنترل فشار و بازیابی آب شور، عمدتاً در اختیار شرکت‌های محدود بین‌المللی هستند و کشورهای در حال توسعه مانند ایران، برای بومی‌سازی این فناوری‌ها، ناگزیر به تعامل حقوقی، قراردادی و فناوریانه با شرکای خارجی اند [۲].

در ایران، با وجود بهره‌مندی از منابع عظیم گاز طبیعی، زیرساخت‌های ذخیره‌سازی گاز بسیار محدود و در مراحل ابتدایی توسعه قرار دارند. پروژه‌هایی نظیر سراجیه قم و شوریجه (خانگیران)، گام‌های نخستین در جهت تحقق این هدف بوده‌اند، اما تجربه‌های حاصل از این پروژه‌ها نشان می‌دهد که انتقال فناوری در این فرایند، ساختارمند و پایدار نبوده است. فقدان یک سیاست حقوقی منسجم، نبود الزام در قراردادهای آموزش و بومی‌سازی فناوری و ضعف در مالکیت فکری، موجب شده که وابستگی به شرکای خارجی ادامه‌دار باشد [۳].

از سوی دیگر، در کشورهای منطقه مانند ترکیه و امارات متحده عربی، چارچوب‌های مشخصی برای انتقال فناوری در پروژه‌های انرژی تعریف شده است. این کشورها با تدوین قوانین مالکیت فکری، مشوق‌های سرمایه‌گذاری فناوریانه و مشارکت هدفمند با شرکت‌های بین‌المللی، توانسته‌اند هم‌زمان با اجرای پروژه‌ها، ظرفیت‌های فناوریانه داخلی خود را ارتقاء دهند [۴].

افزون بر این، ورود به فناوری‌های جدید مانند بازیافت آب حاصل از آب‌شویی غارهای نمکی، یکی از الزامات محیط‌زیستی پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز است که نیازمند نوآوری، همکاری علمی و دسترسی به دانش پیشرفته است. در پروژه‌های اخیر ایران نظیر نصرآباد کاشان، این مسئله اهمیت دوچندان یافته و نبود راهکارهای فناوریانه بومی، خود را در قالب بحران دفع پسماندهای شور نشان داده است.

با توجه به اهمیت حیاتی انتقال فناوری در موفقیت و پایداری پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز، پژوهش حاضر بر آن

است تا با بررسی چارچوب‌های حقوقی و فناوریانه موجود در ایران، تحلیل تطبیقی با تجارب منطقه‌ای و مطالعه موردی پروژه‌های کلیدی کشور، راهکارهایی برای تقویت سیاست‌های انتقال فناوری در این حوزه ارائه کند.

در این پژوهش، ابتدا سیاست‌ها و چارچوب‌های حقوقی و فناوریانه موجود در ایران در زمینه انتقال فناوری در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز تحلیل می‌شود، سپس با استفاده از تجارب کشورهای منطقه، مقایسه تطبیقی انجام می‌گیرد. در ادامه، چهار پروژه مهم شامل سراجیه قم، شوریجه، گنبد‌های نمکی نصرآباد کاشان و فناوری بازیافت آب در ساختارهای نمکی، به‌عنوان مطالعه موردی مورد بررسی دقیق قرار می‌گیرند. تمرکز بر نوع قراردادهای، نقش بازیگران داخلی و خارجی و مسیر انتقال دانش فنی در هر مورد، زمینه‌ساز ارائه پیشنهادات سیاستی مشخص در پایان مقاله خواهد بود.

۲. مرور ادبیات

انتقال فناوری در پروژه‌های زیرساختی انرژی، به‌ویژه در بخش گاز طبیعی، همواره یکی از مباحث محوری در ادبیات توسعه صنعتی و سیاست‌گذاری علم و فناوری بوده است. ادبیات این حوزه به‌طور عمده حول سه محور شکل گرفته است: (۱) مفاهیم و مدل‌های انتقال فناوری، (۲) عوامل مؤثر بر موفقیت یا شکست این فرایند و (۳) تجربه‌های کشورهای مختلف در بهره‌گیری از قراردادهای بین‌المللی برای انتقال دانش فنی.

۱-۲. مفاهیم و تعاریف انتقال فناوری

انتقال فناوری^۱ مفهومی چندبعدی است که از دهه ۱۹۶۰ به یکی از محورهای اصلی توسعه صنعتی و نوسازی فناوریانه کشورهای در حال توسعه تبدیل شد. این فرایند نه تنها شامل انتقال فیزیکی تجهیزات و دانش فنی^۲، بلکه شامل یادگیری سازمانی، بومی‌سازی، توانمندسازی نیروی انسانی و ایجاد ظرفیت تحقیق و توسعه نیز می‌شود [۵]. در ادبیات کلاسیک، انتقال فناوری به دو شکل عمده تقسیم می‌شود:

- انتقال عمودی: از مرحله تحقیق به کاربرد صنعتی (درون یک کشور یا سازمان)
- انتقال افقی: بین کشورها، سازمان‌ها یا شرکت

1. Technology Transfer

2. know-how



از منظر سازمان جهانی مالکیت فکری^۱، انتقال فناوری در پروژه‌های انرژی، تنها زمانی پایدار محسوب می‌شود که همراه با ساز و کارهای جذب دانش، نهادسازی بومی و تکرارپذیری فنی باشد [۴]. در پروژه‌های زیرساختی مانند ذخیره‌سازی گاز، معمولاً با «انتقال فناوریانه پکیج‌های مهندسی، طراحی حفاری، سامانه‌های کنترل فشار، بازیافت آب شور و تحلیل زمین‌شناسی» روبه‌رو هستیم.

۲-۲. عوامل مؤثر بر موفقیت انتقال فناوری در پروژه‌های انرژی

ادبیات پژوهشی عوامل متعددی را برای موفقیت یا شکست فرایند انتقال فناوری شناسایی کرده است. برخی از عوامل کلیدی عبارتند از:

چارچوب حقوقی و قراردادی: مطالعات متعددی مانند گزارش بانک جهانی (۲۰۱۹) نشان می‌دهد که فقدان الزامات قراردادی روشن، مهم‌ترین عامل ناکامی در انتقال فناوری در کشورهای نفت‌خیز است [۶].

ظرفیت جذب^۲: شرکت‌های بومی باید از سطح معینی از دانش پایه و زیرساخت انسانی برای پذیرش و بومی‌سازی فناوری برخوردار باشند [۷].

هم‌افزایی نهادی: همکاری میان شرکت‌های گازی، مراکز پژوهشی و نهادهای دولتی، کلید ایجاد مسیر یادگیری فناوریانه است.

مدیریت دانش و مالکیت فکری: نبود سیاست‌های شفاف در زمینه مالکیت فناوری‌های توسعه‌یافته در پروژه‌ها، اغلب موجب خروج دانش از کشور میزبان می‌شود.

در پژوهش [۸]، Lall این نتیجه مطرح می‌شود که در کشورهای در حال توسعه، پروژه‌هایی که دارای مدل‌های قراردادی مشترک با الزام به انتقال مهارت، آموزش نیروی انسانی و همکاری تحقیقاتی بوده‌اند، عملکرد بلندمدت بهتری داشته‌اند.

۲-۳. تجربه کشورهای منتخب در انتقال فناوری در پروژه‌های گاز

یکی از کلیدی‌ترین عوامل موفقیت در توسعه زیرساخت‌های ذخیره‌سازی گاز طبیعی، نحوه تنظیم قراردادها و چارچوب‌های حقوقی انتقال فناوری است. در کشورهای مختلف، سازوکارهای گوناگونی برای جذب دانش فنی و بومی‌سازی فناوری‌های پیشرفته بکار رفته است که می‌تواند الگویی کاربردی برای ایران ارائه دهد.

برزیل به‌عنوان یکی از کشورهای موفق در حوزه انرژی، با تکیه بر شرکت ملی نفت خود (پتروبراس)^۳، برنامه‌ای چندمرحله‌ای را برای توسعه ذخیره‌سازی زیرزمینی اجرا کرده است. در قالب قراردادهای شراکت استراتژیک^۴، انتقال فناوری به‌عنوان بند الزام‌آور درج شد. برزیل همچنین با ایجاد نهادهای دانشگاهی مشترک و مراکز آموزش تخصصی، فرآیند جذب فناوری را از سطح تجهیز به سطح توانمندسازی نیروی انسانی ارتقا داده است [۹].

در هند، شرکت نفت ایالتی گجرات (GSPC)^۵ پروژه‌های ذخیره‌سازی در ایالت گجرات را با همکاری شرکت‌های آلمانی و کانادایی اجرا کرد. دولت هند در این پروژه‌ها از مدل‌های قرارداد ساخت، بهره‌برداری و واگذاری (BOT)^۶ بهره‌گرفت و شرط آموزش و انتقال فناوری را در چارچوب الزامات قراردادی گنجانده است. هند همچنین به‌طور موازی با دانشگاه‌های فنی (مانند مؤسسات فناوری هند)^۷ همکاری نمود تا ظرفیت علمی بومی در حوزه طراحی و مدل‌سازی مخازن ایجاد شود.

مالزی از طریق شرکت دولتی پتروناس، همکاری‌های گسترده‌ای با شرکت‌های آلمانی و کره‌ای در توسعه ساختارهای نمکی برای ذخیره‌سازی گاز انجام داد. در این کشور، انتقال فناوری به‌عنوان بخشی از برنامه «ظرفیت‌سازی»^۸ تعریف شد که شامل آموزش تخصصی مهندسان، تدوین راهنماهای بومی‌سازی و انتقال کدهای نرم‌افزاری مربوط به شبیه‌سازی بود [۱۰].

1. WIPO (World Intellectual Property Organization)
2. Absorptive Capacity
3. Petrobras
4. Strategic Partnership Contracts
5. Gujarat State Petroleum Corporation
6. Build-Own-Transfer
7. Indian Institutes of Technology (IITs)
8. Capacity Building

به سرمایه‌گذار خارجی، علیرغم مشارکت در پروژه‌های میلیارد دلاری، موفق به ارتقای فناوری بومی نشدند [۱۱].

ترکیه نیز با استفاده از منابع سرمایه‌گذاری چینی و آلمانی، پروژه ذخیره‌سازی تُوژگولو^۴ در گنبد های نمکی را به بهره‌برداری رساند. این پروژه دارای الزامات صریح برای انتقال فناوری در قراردادهای بین دولتی و نیز آموزش نیروهای بومی بوده است. ترکیه با تقویت نهاد تنظیم‌گری بازار انرژی (EMRA)^۵ توانست از منظر حقوقی ضمانت‌های لازم برای دستیابی به دانش فنی را فراهم کند. این مقایسه تطبیقی در (جدول ۱) به صورت خلاصه ارائه شده است.

در منطقه خاورمیانه، عربستان سعودی با شرکت آرامکو پیشرو در توسعه فناوری‌های ذخیره‌سازی مخازن تخلیه‌شده است. آنچه همکاری آرامکو با شرکت خدمات آرامکو^۱ را متمایز می‌سازد، برخورداری از توان داخلی در جذب فناوری وارداتی است. این کشور توانست با ترکیب سرمایه‌گذاری خارجی، قراردادهای انتقال دانش و شبکه تحقیق و توسعه داخلی، فناوری را کاملاً بومی کند. تجربه انتقال فناوری در پروژه‌های گاز طبیعی مایع شده (LNG)^۲ و ذخیره‌سازی نشان می‌دهد که همراه‌سازی سیاست‌گذاری انرژی با نهادهای نوآوری^۳ در موفقیت این کشورها بسیار مؤثر بوده است. در مقابل، کشورهایی مانند نیجریه و قزاقستان، به دلیل فقدان برنامه‌ریزی نهادی و وابستگی صرف

جدول ۱: مقایسه تطبیقی تجربه کشورها در انتقال فناوری ذخیره‌سازی گاز

کشور	نوع قرارداد اصلی	نهاد کلیدی	راهکار انتقال فناوری	سطح موفقیت بومی‌سازی
برزیل	مشارکت استراتژیک	شرکت نفت برزیل (پتروبراس)	بند الزام‌آور + دانشگاه‌ها	بالا
هند	قرارداد BOT + انتقال دانش	شرکت نفت ایالتی گجرات + مؤسسات فناوری هند	آموزش اجباری + مشارکت آکادمیک	متوسط به بالا
مالزی	قرارداد EPC + ظرفیت‌سازی	شرکت پتروناس	انتقال کدهای نرم‌افزار + آموزش	بالا
عربستان سعودی	قرارداد EPC	آرامکو + شرکت خدمات آرامکو	توسعه تحقیقات و توسعه داخلی + آموزش	بسیار بالا
ترکیه	فاینانس دولتی + قرارداد EPC	نهاد تنظیم‌گری بازار انرژی ترکیه + شرکت بوتاش	آموزش داخلی + الزام قراردادی	متوسط

تحلیل انتقادی: چه چیزی برای ایران مهم است؟

آنچه از تجربه این کشورها می‌آموزیم این است که فقط امضای قرارداد با شرکت خارجی کافی نیست؛ آنچه تعیین‌کننده موفقیت در انتقال فناوری است، نحوه طراحی قرارداد، الزامات حقوقی مشخص و ساختار نهادی جذب دانش است. مثلاً، برزیل و مالزی توانستند با فعال کردن نهادهای علمی و استفاده از مشارکت‌های هدفمند، انتقال فناوری را از «انتقال تجهیز» به «انتقال دانش» تبدیل کنند.

در مقابل، ایران در پروژه‌هایی نظیر سراج یا شوربچه، هرچند از فناوری‌های خارجی بهره گرفته، اما به دلیل نبود بندهای صریح در قراردادهای نهاد ناظر کارآمد، عملاً در مرحله «استفاده صرف» باقی‌مانده است. الگوهای عربستان و ترکیه نشان می‌دهند که حتی در منطقه خاورمیانه نیز، سیاست‌گذاری

هوشمند می‌تواند به استقلال فناوری منجر شود.

برای موفقیت آینده در پروژه‌هایی نظیر گنبد نمکی نصرآباد، ایران می‌تواند با طراحی قراردادهایی مشابه برزیل (با الزام صریح به آموزش و انتقال دانش) و تقویت ظرفیت دانشگاهی و نهادی، روند بومی‌سازی را آغاز کند.

در مجموع، ادبیات موجود نشان می‌دهد که انتقال فناوری در پروژه‌های گازی، موضوعی صرفاً مهندسی نیست، بلکه ترکیبی از سیاست‌گذاری صنعتی، قراردادهای حقوقی هوشمند، ظرفیت‌سازی انسانی و هم‌افزایی نهادی است. کشورهای موفق، آن‌هایی هستند که در قراردادهای شرط انتقال فناوری را به صورت الزام‌آور، قابل ارزیابی و مبتنی بر نتایج تعریف کرده‌اند و ساختارهای جذب دانش را نیز تقویت کرده‌اند.

1. Aramco Services Company
2. Liquefied Natural Gas
3. Innovation Hubs
4. Tuz Gölü
5. Energy Market Regulatory Authority



۳. چارچوب مفهومی انتقال فناوری در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز

فرایند انتقال فناوری در پروژه‌های پیچیده‌ای مانند ذخیره‌سازی گاز، صرفاً بی‌معنای واردات تجهیزات یا دریافت دانش فنی اولیه نیست، بلکه یک مسیر چندلایه از یادگیری، تطبیق، بومی‌سازی و نوآوری تدریجی را در برمی‌گیرد. برای تحلیل دقیق عملکرد ایران در این حوزه، نیاز به چارچوبی داریم که از منظرهای مختلف - سازمانی، دانشی و نهادی - به انتقال فناوری بنگرد.

بر اساس مطالعات نظری و تجربی، سه رویکرد کلیدی برای فهم پویایی‌های انتقال فناوری در پروژه‌های زیرساختی شناسایی شده‌اند:

۱. نظریه یادگیری سازمانی

۲. ظرفیت جذب فناوری

۳. چارچوب نهادی توسعه‌یافته

این سه رویکرد در قالب مدل‌های نلسون و وینتر، کوهن و لوینتال و تحلیل‌های لال، ابزار تحلیلی مناسبی برای تفسیر تجربه ایران در سراج، شوریجه و نصرآباد فراهم می‌کنند.

۱-۳. مدل نلسون و وینتر: انتقال فناوری به‌عنوان فرایند یادگیری

در نظریه نلسون و وینتر (۱۹۸۲)، سازمان‌ها همانند موجوداتی یادگیرنده عمل می‌کنند. به عقیده آن‌ها، فناوری مجموعه‌ای از رویه‌ها و تجربیات است که از طریق تکرار، تعامل و آزمون و خطا در سازمان نهادینه می‌شود [۱۲]؛ بنابراین، انتقال فناوری موفق، نیازمند:

- تداوم ارتباط میان انتقال‌دهنده و گیرنده
- یادگیری ضمنی و عملی^۱
- ایجاد زیرساخت‌های درونی برای جذب دانش

کاربرد در پروژه سراج قم: در این پروژه، اگرچه اسناد فنی و طراحی‌ها از سوی شرکت خارجی تحویل داده شد، اما به دلیل قطع ارتباط عملیاتی پس از فاز اول و نبود برنامه آموزشی بلندمدت، انتقال فناوری به سطح عملیاتی نرسید. از منظر نلسون و وینتر، این یعنی فناوری منتقل نشد، بلکه صرفاً مستندسازی شد.

۲-۳. الگوی ظرفیت جذب کوهن و لوینتال

کوهن و لوینتال^۲ (۱۹۹۰) بیان می‌کنند که برای بهره‌برداری از فناوری‌های خارجی، سازمان‌ها باید پیش‌تر دانش لازم برای شناسایی و فهم آن‌ها را در اختیار داشته باشند [۷]. این ظرفیت جذب شامل سه مرحله است:

۱. شناسایی دانش مفید

۲. جذب و تطبیق با نیازهای بومی

۳. کاربرد نوآورانه و توسعه مستقل

کاربرد در شوریجه: این پروژه با حمایت فنی شرکت‌های خارجی طراحی شد، اما عدم آمادگی فنی شرکت‌های داخلی در حوزه تحلیل سازند، ژئوفیزیک پیشرفته و طراحی نرم‌افزارهای شبیه‌سازی، سبب شد ظرفیت جذب به مرحله سوم نرسد و وابستگی فنی ادامه یابد.

۳-۳. مدل چارچوب نهادی لال: سیاست‌گذاری برای انتقال پایدار فناوری

سانجایا لال^۳ (۲۰۰۰) بر این باور است که انتقال پایدار فناوری تنها در شرایطی موفق خواهد بود که دولت‌ها نقش فعال در طراحی قراردادهای الزام‌آور برای انتقال فناوری، حمایت از نهادهای علمی و تحقیقاتی، ارتقای سطح آموزش‌های تخصصی، تقویت حقوق مالکیت فکری و نوآوری ایفا کنند [۸]. تجربه کشورهای موفق نشان می‌دهد که مدل‌های مشارکتی (سرمایه‌گذاری مشترک)^۴ در بستر سیاست‌گذاری دقیق، بستر مناسبی برای یادگیری فناورانه ایجاد می‌کنند.

علاوه بر تحلیل لال [۳] که بر نقش دولت‌ها در تنظیم قراردادهای الزام‌آور و حمایت از نهادهای علمی تأکید دارد، مطالعات بل و پاپویت نشان می‌دهد که انباشت فناوری^۵ در کشورهای در حال توسعه مستلزم پیوستگی سیاست‌های صنعتی و ایجاد محیط‌های حمایتی برای یادگیری تدریجی است [۱۳]. این رویکرد بر اهمیت ایجاد زیرساخت‌های داخلی برای کسب دانش و توسعه نوآوری‌های بومی تأکید دارد، چرا که بدون این زیرساخت‌ها، فناوری وارداتی نمی‌تواند به ارزش‌افزوده پایدار تبدیل شود.

1. Tacit learning
2. Cohen and Levinthal
3. Sanjaya Lall
4. Joint Ventures
5. Technological Accumulation

همچنین، گزارش فناوری و نوآوری آنکتاد^۱ (۲۰۲۱) با بررسی تجربیات کشورهای پیشرو در انتقال فناوری در پروژه‌های انرژی، تأکید می‌کند که نهادینه‌سازی فرایند یادگیری و هم‌راستاسازی سیاست‌های نوآوری با قراردادهای صنعتی، عوامل کلیدی در موفقیت انتقال فناوری هستند [۱۴]. این یافته‌ها همسو با چارچوب لال، بر لزوم ترکیب سیاست‌های نهادی و قراردادی^۲ برای ایجاد اکوسیستم‌های نوآوری تأکید دارد.

کاربرد در گنبد‌های نمکی نصرآباد کاشان: این پروژه هنوز در مرحله مطالعاتی است و می‌توان با استفاده از چارچوب لال، قراردادهایی طراحی کرد که انتقال فناوری در زمینه‌های خاص مانند «ژئوشیمی نمک، آب‌شویی، بازچرخانی آب و تحلیل تنش‌های زیرسطحی» را الزام‌آور کند.

شمای تحلیلی چارچوب مفهومی پیشنهادی در (جدول ۲) ارائه شده است.

جدول ۲: چارچوب انتقال فناوری بر پایه مدل‌های مفهومی

سطح تحلیل	نظریه یا مدل	کاربرد در پروژه‌های ایران
سازمانی	نلسون و وینتر (۱۹۸۲)	یادگیری ناتمام در پروژه سراج قم
فنی-دانشی	کوهن و لوبینتال (۱۹۹۰)	ظرفیت جذب ناکافی در پروژه شوربچه
نهادی-سیاستی	لال (۲۰۰۰)	فرصت سیاست‌گذاری پیش‌نگر در پروژه نصرآباد کاشان

۴. سیاست‌های حقوقی و فناوری در ایران و مقایسه منطقه‌ای

یکی از عوامل کلیدی در موفقیت یا شکست پروژه‌های انتقال فناوری، ساختار حقوقی و سیاست‌های دولتی در سطح ملی است. این سیاست‌ها تعیین می‌کنند که چگونه شرکت‌های خارجی به ورود فناوری تشویق می‌شوند، چه الزاماتی برای انتقال دانش وجود دارد و آیا بازیگران داخلی توان جذب و توسعه آن را دارند یا نه. در ایران، این سیاست‌ها در تقاطع سه حوزه اصلی شکل می‌گیرند: قراردادهای بالادستی انرژی، سیاست‌های نوآوری صنعتی و تعامل با بازیگران بین‌المللی.

۴-۱. چارچوب حقوقی ایران در حوزه ذخیره‌سازی گاز در ایران، قراردادهای بالادستی نفت و گاز عمدتاً در قالب بیع متقابل^۳ و اخیراً قراردادهای نفتی ایران (IPC)^۴ طراحی شده‌اند. در این چارچوب‌ها شرکت‌های خارجی مجاز به سرمایه‌گذاری و اجرای پروژه هستند، اما مالکیت میدان به آن‌ها واگذار نمی‌شود. در مدل بیع متقابل، پس از بازپرداخت هزینه‌ها، شرکت خارجی پروژه را تحویل می‌دهد و دیگر نقشی در بهره‌برداری یا توسعه ندارد. اگرچه در قراردادهای نفتی ایران، مفاد بیشتری درباره انتقال فناوری گنجانده شده، اما در عمل ضمانت اجرایی محکمی برای الزام به آموزش، تحقیق مشترک، یا انتقال دانش ضمنی وجود ندارد [۱۵]. در پروژه‌هایی مانند سراج قم و شوربچه، اغلب شرکت‌های خارجی نقش کوتاه‌مدت ایفا کرده‌اند و فرایند انتقال فناوری محدود به طراحی و اسناد فنی باقی‌مانده است.

۴-۲. شکاف‌های فناورانه و نهادهای پشتیبان در ایران

علی‌رغم توانمندی‌های نسبی در برخی شرکت‌های دولتی (مانند شرکت ذخیره‌سازی گاز طبیعی)، هنوز نهادهای زیرساختی برای پشتیبانی از انتقال فناوری در حوزه‌هایی مانند ژئومکانیک، تحلیل سازندهای نمکی، مهندسی تزریق و بازچرخانی آب، ضعیف عمل کرده‌اند. از جمله مشکلات کلیدی:

- نبود مراکز تخصصی تحقیق و توسعه در حوزه ذخیره‌سازی گاز
- عدم وجود نظام حمایتی مؤثر از حقوق مالکیت فکری داخلی
- نبود ارتباط ساختاریافته میان دانشگاه‌ها، شرکت‌های نفتی و مراکز سیاست‌گذاری
- کنداشتن الزامات قراردادی برای «همکاری فناورانه بلندمدت» (برخلاف کشورهای منطقه)

۴-۳. مقایسه منطقه‌ای: تجربه کشورهای همسایه

در ترکیه، شرکت بوتاش^۵ با بهره‌گیری از قراردادهای مشروط و مشارکت با شرکت‌های اروپایی، توانسته است ظرفیت داخلی طراحی و اجرای مخازن نمکی را توسعه دهد.

1. United Nations Conference on Trade and Development
2. Contractual
3. Buy-Back
4. Iran Petroleum Contract
5. BOTAS





این روند مطابق با یافته‌های بل و پاپویت [۱۶] بوده است که تأکید دارند انباشت دانش فناورانه در کشورهای در حال توسعه مستلزم پیوند پایدار میان پروژه‌ها، سیاست‌گذاران و نهادهای علمی است.

گزارش آنکتاد (۲۰۲۱) نیز نشان می‌دهد که کشورهای که توانسته‌اند از واردکننده فناوری به تولیدکننده آن تبدیل شوند، همگی دارای راهبردهای ملی در حوزه نوآوری و فناوری بوده‌اند [۱۷]. این راهبردها شامل حمایت از مراکز پژوهشی، الزام به همکاری شرکت‌های خارجی با دانشگاه‌ها و سرمایه‌گذاری مستمر در ظرفیت‌سازی بوده است؛ مؤلفه‌هایی که در سیاست‌گذاری ایران اغلب مغفول مانده‌اند.

در عربستان سعودی، شرکت آرامکو با بهره‌گیری از

راهبرد فناوری ۲۰۳۰ خود، موفق شده است نه‌تنها پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز را بومی‌سازی کند، بلکه از طریق ایجاد مرکز نوآوری انرژی در طهران و مشارکت ساختارمند با دانشگاه‌های آمریکا و انگلیس، بخشی از فناوری‌های تزریق گاز و شبیه‌سازی مخزن را به داخل کشور انتقال دهد. بر اساس گزارش شرکت خدمات آرامکو (۲۰۲۰)، این شرکت از سال ۲۰۱۸ به بعد، تمرکز خاصی بر توسعه زیرساخت‌های داده‌محور در طراحی مخازن نمکی و بازچرخانی آب شور داشته است که الگویی قابل تأمل برای ایران به‌شمار می‌رود [۱۸].

برخی کشورهای منطقه با طراحی سیاست‌های فعال‌تر، موفق به جذب فناوری و توسعه ظرفیت‌های بومی شده‌اند. در ادامه، نمونه‌هایی از این کشورها بررسی می‌شود:

جدول ۳: تجربه کشورهای همسایه ایران در انتقال فناوری در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز

کشور	نوع قرارداد اصلی	نمونه موفق در انتقال فناوری	وضعیت ذخیره‌سازی گاز
ترکیه	مشارکت راهبردی با شرکت‌های اروپایی	شرکت بوتاش ترکیه با شرکت انی ایتالیا (در خطوط گاز)	توسعه هاب گازی و ذخیره‌سازی زیرزمینی سیلیوری
عربستان سعودی	سرمایه‌گذاری در تحقیق و توسعه داخلی + قراردادهای بلندمدت	آرامکو با شلمبرژه در حوزه داده‌برداری	توسعه پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز اسیدی در مخازن
قطر	ادغام دانشگاهی - صنعتی + شرط انتقال فناوری در قراردادها	همکاری شرکت نفت قطر با توتال و شرکت مرسک دانمارک	ذخیره‌سازی در لایه‌های گازی خشک و تر
ایران	استفاده از مدل بیع‌متقابل بدون الزام فناورانه کافی	سراج، شوریجه (انتقال محدود)	پروژه‌ها محدود به تأسیسات اولیه، بدون زیرساخت نوآوری

در سطح مصرف‌کننده فناوری در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز و ناتوانی در توسعه نوآوری‌های بومی در حوزه‌های خاص مانند نمک‌زدایی، بازچرخانی آب و شبیه‌سازی مخازن نمکی است.

برخلاف ایران، این کشورها یا با الزام قراردادی (قطر)، یا با نهادسازی فناورانه (عربستان)، یا با شبکه‌سازی منطقه‌ای (ترکیه)، موفق به ایجاد اکوسیستم بومی انتقال فناوری شده‌اند.

۴-۵. تجربه کشورهای منتخب در سیاست‌گذاری حقوقی انتقال فناوری ذخیره‌سازی گاز: آموخته‌ها برای ایران

یکی از رویکردهای مهم در تحلیل سیاست‌های انتقال فناوری، مقایسه تطبیقی با کشورهایی است که از نظر ساختار اقتصادی، وضعیت منابع طبیعی یا الزامات فنی شباهت‌هایی با ایران دارند. در این راستا، کشورهای برزیل، مالزی، ترکیه، هند و عربستان سعودی بررسی شده‌اند. تجربه این کشورها نشان می‌دهد که انتقال فناوری، صرفاً فرایندی فنی نیست، بلکه حاصل مجموعه‌ای از سیاست‌های حقوقی هوشمند، قراردادهای دقیق و هماهنگی بین نهادهای دولتی و بخش خصوصی است.

۴-۴. ارزیابی نهادی سیاست‌های ایران بر اساس چارچوب لال

مطابق چارچوب نهادی لال [۸]، چهار عنصر کلیدی باید در سیاست‌گذاری فناورانه لحاظ شوند:

۱. نهادهای پژوهشی قدرتمند
۲. مشوق‌های یادگیری صنعتی
۳. تنظیم مقررات برای الزامات انتقال فناوری
۴. مشارکت عمومی - خصوصی

در ایران، جز مورد اول، سایر اجزا به‌صورت ناقص یا غیر نهادینه عمل کرده‌اند. نتیجه آن، باقی ماندن ایران

الف) برزیل- سیاست‌گذاری انرژی با تکیه بر سازمان ملی نفت برزیل (ANP): برزیل در دهه ۱۹۹۰ میلادی با تأسیس سازمان (ANP)، فرایند بازتنظیم صنعت نفت و گاز را آغاز کرد. یکی از موفق‌ترین سیاست‌های این کشور، مشروط کردن مشارکت شرکت‌های خارجی در پروژه‌های زیرساختی به تعهد رسمی انتقال فناوری بود. این سیاست از طریق قراردادهایی با چارچوب حقوقی شفاف و قابلیت نظارت اجرا شد. به‌ویژه در پروژه‌های ذخیره‌سازی و بهره‌برداری از مخازن شور، سازمان ملی نفت برزیل ملزم کرد که شرکت‌های بین‌المللی با دانشگاه‌ها و مراکز پژوهشی داخلی مانند دانشگاه فدرال ریو دوژانیرو (UFRJ) مشارکت فعال داشته باشند. نتایج این رویکرد در رشد چشمگیر ظرفیت بومی فناوری و صادرات خدمات فنی از برزیل به دیگر کشورها مشهود است. در این مسیر، تنظیم مقررات دقیق، تقویت نهاد ناظر و تعریف شاخص‌های کلیدی عملکرد (KPIs)^۱ برای ارزیابی انتقال فناوری از عوامل کلیدی موفقیت بودند.

ب) مالزی- مدل پتروناس و گنجاندن دانش بومی در قراردادها: شرکت ملی نفت مالزی یا پتروناس^۲ نه تنها مسئول بهره‌برداری از ذخایر گاز است، بلکه دارای سیاست‌های مشخص برای انتقال فناوری است. این سیاست‌ها از طریق قراردادهای مشارکت در تولید (PSC)^۳ اعمال می‌شود که در آن بندهای مشخصی برای آموزش، استخدام نیروی کار محلی و انتقال نرم‌افزار و دانش فنی وجود دارد. در پروژه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی، مالزی با همکاری شرکت‌های ژاپنی و کره‌ای موفق شد در کمتر از یک دهه، به ظرفیت مهندسی بومی در طراحی و بهره‌برداری از مخازن نمکی دست یابد. این تجربه می‌تواند الگویی برای پروژه‌هایی مانند نصرآباد در ایران باشد که تاکنون هنوز در مرحله طراحی اولیه باقی مانده‌اند.

ج) عربستان سعودی- نهادسازی فناورانه در سایه شرکت خدمات آرامکو: شرکت آرامکو عربستان

با ایجاد زیرمجموعه‌های فناورانه مانند شرکت خدمات آرامکو، سیاست‌گذاری انتقال فناوری را به‌صورت یک فرایند جامع طراحی کرده است. این نهادها نه تنها واسطه قراردادهای فناوری با شرکت‌های غربی هستند، بلکه ساختارهایی برای ثبت اختراع، تربیت نیروی انسانی و سرمایه‌گذاری در دانشگاه‌ها دارند. برخلاف ایران، عربستان سیاست تهاجمی در ثبت مالکیت معنوی فناوری‌های وارداتی دارد.

نکته مهم در این تجربه، طراحی چارچوب حقوقی مشخص در قراردادهای مشارکت است که الزام‌آور بودن انتقال فناوری را از حالت نمادین خارج کرده و به سازوکاری با ابزار تشبیهی تبدیل کرده است. این در حالی است که در بسیاری از قراردادهای ایران، تنها «اشاره لفظی» به موضوع آموزش دیده می‌شود، بدون هیچ سازوکار نظارتی یا الزامی.

د) هند و ترکیه- نقش دانشگاه‌ها در انتقال فناوری: در هند، مؤسسات فناوری بمبئی و مدراس، نقش تعیین‌کننده‌ای در پروژه‌های انرژی دارند. وزارت نفت هند، شرکت‌های خارجی را ملزم کرده است که در پروژه‌های ذخیره‌سازی یا بهره‌برداری از زیرساخت‌های گازی، بخشی از بودجه تحقیق و توسعه را به دانشگاه‌ها اختصاص دهند. این رویکرد موجب تولید پایان‌نامه‌ها، ثبت اختراعات و حتی صادرات فناوری شده است.

در ترکیه نیز نهاد تنظیم‌گری بازار انرژی (EMRA) با طراحی یک سیستم امتیازدهی برای شرکت‌های متقاضی فعالیت، آن‌ها را به همکاری فناورانه با بخش تحقیق و توسعه داخلی ترغیب می‌کند. با توجه به این بررسی‌ها، ایران می‌تواند از سه محور اصلی بهره‌برداری کند:

۱. نهادسازی قانونی: ایجاد نهاد تنظیم‌گر مستقل برای انتقال فناوری در حوزه انرژی
۲. اصلاح قراردادهای: تبدیل مفاد اختیاری به الزامات اجرایی با شاخص عملکرد
۳. تعامل با دانشگاه‌ها: الزام شرکت‌های طرف قرارداد به تعامل با مراکز علمی داخلی

1. Key Performance Indicator
2. PETRONAS
3. Production Sharing Contract





تجربه کشورهای موفق نشان می‌دهد که صرف مالکیت مخازن گازی یا همکاری با شرکت‌های خارجی کافی نیست؛ بلکه سیاست‌گذاری حقوقی، مهندسی قرارداد و پایش مداوم عملکرد، ضرورت غیرقابل چشم‌پوشی هستند.

۵. مطالعات موردی در انتقال فناوری پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز ایران

ایران با داشتن دومین ذخایر گازی جهان، طی دو دهه گذشته به دنبال گسترش ظرفیت ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز بوده است تا علاوه بر متعادل‌سازی مصرف فصلی، پایداری شبکه انتقال را تضمین کند. در این مسیر، پروژه‌هایی نظیر سراج، شوربجه و نصرآباد اهمیت ویژه‌ای یافته‌اند؛ اما پرسش این است که آیا این پروژه‌ها به ارتقای ظرفیت فناوری ملی نیز منجر شده‌اند؟

۱-۵. پروژه سراج قم: نخستین تجربه در مخزن تخلیه شده

معرفی پروژه: پروژه سراج نخستین تجربه ایران در ذخیره‌سازی گاز طبیعی در یک مخزن گازی تخلیه شده است که از سال ۲۰۱۳ وارد فاز بهره‌برداری شد. شرکت ذخیره‌سازی گاز طبیعی، با همکاری مشاورانی از آلمان و اتریش، عملیات طراحی، حفاری چاه‌های تزریق و نصب تأسیسات را اجرا کرد. در (جدول ۴) وضعیت انتقال فناوری این پروژه نشان داده شده است.

جدول ۴: وضعیت انتقال فناوری

وضعیت	عامل
مدل قراردادی مشاوره مهندسی (EPCM) ^۱ بدون الزام به انتقال فناوری	
مشارکت داخلی عمدتاً پیمانکاری اجرایی، فاقد تعامل فناورانه مؤثر	
انتقال دانش محدود به اسناد فنی و طراحی، فاقد آموزش حین اجرا	
تجربه زیسته یادگیری غیر ساختاریافته؛ تجربه عملیاتی محدود به اپراتورها	
تحلیل: بر اساس مدل نلسون و وینتر، سازمان‌های ایرانی در این پروژه فاقد بستر یادگیری عملی بودند. به‌علاوه، به‌دلیل نبود پیش‌زمینه علمی برای جذب فناوری، مدل کوهن و لوینتال نیز در این مورد صدق نمی‌کند. در نتیجه، سراج یک پروژه عملیاتی موفق اما فناورانه‌ای ناقص بود.	

۲-۵. پروژه شوربجه خانگیران: ذخیره‌سازی در ساختار گنبدی

معرفی پروژه: پروژه شوربجه در خراسان رضوی به‌عنوان دومین پروژه ذخیره‌سازی گاز، از مخزنی با ساختار گنبدی استفاده کرد. شرکت پیمانکار خارجی در این پروژه، بر طراحی سیستم تزریق و تجهیزات کمپرسور متمرکز بود و فاز بهره‌برداری از سال ۲۰۱۴ آغاز شد.

نقاط کلیدی:

- حضور شرکت‌های داخلی نظیر مهندسی و توسعه گاز ایران در مدیریت پروژه
- همکاری با شرکت‌های خارجی عمدتاً در قالب تأمین تجهیزات
- نبود بسته آموزشی ساختاریافته برای مهندسان ایرانی

تحلیل: ظرفیت جذب فناوری در شوربجه، نسبت به سراج اندکی بهبود یافته بود، اما همچنان انتقال دانش ضمنی و عملی اتفاق نیفتاد. از منظر چارچوب لال، نبود الزام سیاستی برای سرمایه‌گذاری فناورانه داخلی، باعث شد فناوری وارد شود اما نهادینه نشود.

۳-۵. گنبد های نمکی نصرآباد کاشان: فرصت فناورانه آینده‌نگر

معرفی پروژه: پروژه نصرآباد در مراحل مطالعاتی اولیه قرار دارد و قصد دارد برای نخستین بار در ایران از سازندهای نمکی برای ذخیره‌سازی گاز استفاده کند. این نوع ذخیره‌سازی نیازمند فناوری‌های پیچیده‌ای نظیر آب‌شویی سنگ نمک^۲، تحلیل ژئومکانیکی لایه‌ها و بازچرخانی آب شور یافته است که به‌شدت دانش‌بنیان هستند.

چالش و فرصت:

- فاقد سابقه اجرایی در ایران
- امکان طراحی قراردادهای الزام‌آور برای انتقال فناوری
- زمینه همکاری دانشگاهی با مراکز زمین‌شناسی
- نیاز به تأسیس مرکز پژوهشی ذخیره‌سازی نمکی

تحلیل آینده‌نگر: برخلاف دو پروژه قبلی، نصرآباد فرصتی طلایی برای پیاده‌سازی یک مدل نوین انتقال فناوری در ایران است. اگر سیاست‌گذاران از تجربیات گذشته درس بگیرند و مفاد آموزشی، مشارکت تحقیقاتی

1. Engineering, Procurement, Construction and Management
 2. Solution mining

و بومی‌سازی تدریجی را در قراردادهای بگنجانند، این پروژه می‌تواند الگویی فناورانه برای کل منطقه باشد. ارائه شده‌اند. در (جدول ۵) جمع‌بندی تطبیقی سه مطالعه موردی

جدول ۵: جمع‌بندی تطبیقی مطالعات موردی

پروژه	نوع مخزن	وضعیت انتقال فناوری	نهادهای مؤثر	سطح ظرفیت‌سازی
سراجه قم	گازی تخلیه‌شده	بسیار محدود	اپراتور اجرایی	پایین
شوریجه	گنبدی طبیعی	متوسط (غیر ساختاریافته)	شرکت مهندسی و توسعه گاز ایران	متوسط
نصرآباد	نمکی (مطالعاتی)	فرصت بالقوه	دانشگاه‌ها، قانون‌گذار	بالا (در صورت طراحی مناسب)

۶. چالش‌ها و فرصت‌های ایران در انتقال فناوری ذخیره‌سازی گاز طبیعی

موضوع انتقال فناوری در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز طبیعی، نه تنها یک مسئله مهندسی یا قراردادی، بلکه یک چالش چندبعدی در حوزه سیاست‌گذاری، حقوق عمومی و ظرفیت‌سازی فناورانه ملی به شمار می‌رود. ایران، با دارا بودن جایگاه دوم ذخایر گاز جهان و نیز با داشتن ساختار زمین‌شناسی مناسب برای ذخیره‌سازی در مخازن تخلیه‌شده، گنبدی نمکی و سازندهای پرمیابل، به صورت بالقوه یکی از کشورهای است که می‌تواند با توسعه زیرساخت ذخیره‌سازی، هم در پایداری عرضه داخلی و هم در صادرات منطقه‌ای ایفای نقش کند. با این حال، بررسی تطبیقی با دیگر کشورها و تحلیل سیاست‌های جاری داخلی، حاکی از چالش‌های ساختاری و هم‌زمان فرصت‌های اصلاح‌پذیر در این زمینه است.

۶-۱. نبود چارچوب حقوقی الزام‌آور برای انتقال فناوری

بسیاری از قراردادهای جاری ایران، به‌ویژه در حوزه ذخیره‌سازی گاز، فاقد بندهای الزام‌آور انتقال فناوری هستند. به‌عنوان نمونه، قراردادهای مرتبط با پروژه‌های سراجه قم و شوریجه که توسط شرکت‌هایی مانند شرکت ملی گاز ایران و شرکت مپنا دنبال شدند، هرچند اشاره‌هایی به آموزش یا همکاری فنی دارند، اما فاقد شاخص‌های دقیق عملکرد (KPIs)، سازوکار نظارت حقوقی و ضمانت اجرای مؤثر هستند. این در حالی است که در قراردادهای مشابه در مالزی، امارات یا حتی عراق، شرکت‌های خارجی ملزم به ارائه برنامه زمان‌بندی‌شده انتقال فناوری، آموزش و گزارش‌های فصلی به نهاد تنظیم‌گر هستند [۱۹].

۶-۲. ضعف نهاد تنظیم‌گر فناوری

در ایران، نهاد تخصصی یا «تنظیم‌گر مستقل» برای پیش و هدایت انتقال فناوری در حوزه انرژی وجود ندارد. وزارت نفت، علی‌رغم سابقه فنی و ساختار پر حجم اداری، بیشتر به جنبه اجرایی قراردادهای متمرکز است تا جنبه‌های نوآوری، تحقیق و توسعه. در حالی که تجربه شرکت‌هایی مانند سازمان ملی نفت برزیل (ANP) و شرکت آرامکو در عربستان سعودی نشان می‌دهد که وجود یک نهاد مستقل حقوقی-فناورانه، ضامن استمرار، کیفیت و بومی‌سازی فناوری وارداتی است [۲۰].

۶-۳. انفعال دانشگاه‌ها و مراکز پژوهشی در پروژه‌های ذخیره‌سازی

بررسی میدانی پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز در ایران نشان می‌دهد که دانشگاه‌ها و مراکز تحقیقاتی (نظیر پژوهشگاه صنعت نفت یا دانشگاه صنعت نفت) در مراحل طراحی، اجرا یا بهره‌برداری اغلب به‌صورت پیمانکار یا ناظر غیرفعال حضور دارند و نه شریک فناور. این در حالی است که در کشورهای موفق، دانشگاه‌ها یا مراکز دولتی تحقیقاتی، از محل قراردادهای بودجه دریافت می‌کنند و در فرایند طراحی فناوری، شبیه‌سازی مخزن و ارزیابی ریسک ژئومکانیکی دخیل هستند. برای مثال، پروژه‌های ذخیره‌سازی در هند و نروژ، با مشارکت کامل دانشگاه‌های فنی ملی این دو کشور طراحی شدند [۲۱].

۶-۴. فرصت‌های ویژه در گنبدیهای نمکی نصرآباد و بازیافت آب شور

پروژه ذخیره‌سازی گاز در نصرآباد کاشان، به‌عنوان یکی از پروژه‌های منحصربه‌فرد در حوزه مخازن نمکی، فرصت





کم‌نظیری برای بومی‌سازی فناوری‌های پیشرفته مانند حفر حفره‌های نمکی، کنترل ژئومکانیکی و بازیافت آب شور حاصل از فرایند شستشو فراهم می‌آورد. تاکنون مطالعات اولیه زمین‌شناسی این منطقه انجام شده، اما پروژه در مرحله تصمیم‌گیری باقی مانده است. اگر ایران بتواند از طریق سیاست‌های حقوقی، سرمایه‌گذار خارجی را ملزم به انتقال فناوری در بخش‌های کلیدی مانند مدل‌سازی سه‌بعدی نمک، شبیه‌سازی تنش‌تراوش و تصفیه آب شور کند، می‌تواند به دانش فنی ماندگار در این زمینه دست یابد [۲۲].

۵-۶. وضعیت فعلی و آینده‌نگری راهبردی

با افزایش وابستگی فصلی به مصرف گاز و چشم‌انداز توسعه صادرات به کشورهای همسایه، ذخیره‌سازی گاز از یک پروژه صرفاً فنی به یک موضوع راهبردی تبدیل شده است. این فرصت طلایی وجود دارد که دولت ایران، با اصلاح قوانین، تقویت نهادهای تنظیم‌گر و تنظیم چارچوب‌های جدید قراردادی، زمینه بومی‌سازی فناوری‌های کلیدی ذخیره‌سازی را فراهم آورد.

۷. بازطراحی چارچوب حقوقی انتقال فناوری در ایران در حوزه ذخیره‌سازی گاز

با توجه به روندهای جهانی انتقال فناوری، تجربه کشورهای منطقه و چالش‌های مشخص شده در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز در ایران، بازنگری و بازطراحی در چارچوب حقوقی انتقال فناوری یک ضرورت اجتناب‌ناپذیر به نظر می‌رسد. این بازطراحی باید چندلایه، فراقراردادی و هم‌افزا با سیاست‌های صنعتی - علمی کشور باشد.

الف) ضعف ساختاری چارچوب‌های فعلی: چارچوب‌های فعلی حقوقی ایران برای مدیریت انتقال فناوری عمدتاً مبتنی بر نص ضمنی قراردادهای بیع متقابل یا مقررات ناظر بر سرمایه‌گذاری خارجی است. در این قالب‌ها، فناوری بیشتر به‌مثابه یک «نتیجه تبعی» تلقی می‌شود، نه یک هدف مستقل با ابزارهای اجرایی خاص. برای نمونه، در پروژه شوریجه، علیرغم آن‌که بخشی از طراحی مهندسی به مشارکت ایرانی واگذار شد، هیچ مکانیزم مؤثری برای تحویل دانش فنی، آموزش عملیاتی یا توسعه مدل‌های بومی در نظر گرفته نشد [۲۳].

ب) لزوم تعریف حقوقی فناوری و سطوح انتقال آن: یکی از پیش‌نیازهای بازطراحی حقوقی، تعریف حقوقی دقیق از فناوری در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز است. فناوری در این حوزه شامل دانش حفاری پیشرفته، شبیه‌سازی مخزن، فناوری‌های نمک‌تراشی، سیستم‌های مانیتورینگ، بازیافت آب شور و سیستم کنترل فشار است. این تعاریف باید به تفکیک در اسناد قرارداد گنجانده شود. افزون بر این، سطوح انتقال نیز باید مشخص شود: انتقال مالکیت معنوی، انتقال توان طراحی، انتقال توان بهره‌برداری، انتقال توان بازتولید مستقل.

ج) الگوبرداری از کشورهای موفق: برزیل از طریق سازمان ملی نفت برزیل (ANP)، مکانیسم‌های الزام‌آور حقوقی برای انتقال فناوری وضع کرده است که شرکت‌های بین‌المللی را موظف می‌کند درصد مشخصی از بودجه پروژه را صرف تحقیق و توسعه داخلی و آموزش متخصصان برزیلی کنند. عربستان سعودی با برنامه افزایش ارزش کل در پادشاهی (IKTVA)^۱، قراردادها را به نحوی تنظیم می‌کند که درصد معینی از تجهیزات، دانش فنی و آموزش در داخل کشور انجام شود، در غیر این صورت مشوق‌ها کاهش می‌یابد یا جریمه‌هایی اعمال می‌شود. هند نیز در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز خود، با استفاده از مشارکت دانشگاه‌های فنی به‌صورت حقوقی در قراردادهای پیش‌بینی می‌کند که شرکت‌ها ملزم به همکاری پژوهشی، انتقال داده‌های میدانی و کدهای نرم‌افزاری شوند.

د) پیشنهاد ساختار حقوقی پیشنهادی برای ایران: بازطراحی موفق مستلزم اقداماتی نظیر:

الف) تدوین لایحه جامع انتقال فناوری در صنعت نفت و گاز، با تعاریف دقیق، سطوح انتقال، ضمانت اجرا و نقش نهادهای ناظر،

ب) الزام حقوقی انتقال فناوری در قراردادهای نفتی ایران یا ساخت، تمکک و بهره‌برداری (BOO)^۲، با شاخص‌های کمی نظارت‌پذیر،

ج) تأسیس نهاد مستقل تنظیم‌گر فناوری در وزارت نفت یا در معاونت علمی ریاست‌جمهوری با

1. In-Kingdom Total Value Add

2. Build-Own-Operate

صلاحیت الزام، پایش، داوری و ارزیابی فناوری‌های وارداتی،

د) طراحی نظام تشویقی - تنبیهی قراردادی با ارائه مشوق مالیاتی، رتبه‌بندی شرکت‌های همکار فناوری و جریمه برای تخلف از تعهدات فناورانه، ه) مشارکت دانشگاه‌ها و پژوهشگاه‌ها در ارزیابی فناوری وارداتی، نه فقط به‌عنوان مشاور، بلکه به‌عنوان شریک در اجرای پروژه‌های فناورانه امکان‌پذیر است.

درنهایت بازطراحی حقوقی تنها زمانی موفق خواهد بود که نگاه به فناوری به‌عنوان یک سرمایه ملی و مؤلفه امنیت انرژی تلقی شود، نه صرفاً یک ابزار تکمیلی در پروژه‌های عمرانی. با اجرای چنین ساختاری، ایران می‌تواند نه تنها مصرف‌کننده فناوری، بلکه در میان‌مدت صادرکننده دانش فنی در زمینه ذخیره‌سازی گاز به کشورهای منطقه باشد.

۸. جمع‌بندی و پیشنهادهای سیاستی

در طول مقاله حاضر، تلاش شد تا با استفاده از چارچوب‌های نظری انتقال فناوری (نظیر مدل‌های نلسون و وینتر، کوهن و لوینتال، چارچوب لال)، وضعیت فعلی ایران در پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز مورد واکاوی قرار گیرد. همچنین، با تکیه بر سه مطالعه موردی (سراج، شوریجه، نصرآباد)، نقاط قوت، ضعف و فرصت‌های آینده در این حوزه شناسایی شد.

۸-۱. یافته‌های کلیدی

قراردادهای موجود در ایران در دهه‌های گذشته عمدتاً به‌گونه‌ای طراحی شده‌اند که تمرکز بر اجرای پروژه‌هاست، نه انتقال فناوری. همکاری با شرکت‌های خارجی، در بهترین حالت به انتقال دانش فنی سطحی منجر شده و هیچ‌گاه به خلق ظرفیت پایدار داخلی در حوزه‌های پیچیده مانند شبیه‌سازی نمکی یا مهندسی تزریق نرسیده است. همچنین، ظرفیت جذب فناوری در ایران به‌دلیل نبود نهادهای واسط، ساختارهای پژوهشی ضعیف و کمبود ارتباط دانشگاه - صنعت، بسیار محدود باقی‌مانده است. پروژه نصرآباد کاشان با محوریت گنبد‌های نمکی می‌تواند گسست سیاستی فعلی را ترمیم کند، مشروط بر آن‌که طراحی قراردادی و فناورانه آینده‌نگران‌تری بر آن حاکم شود.

۸-۲. پیشنهادهای سیاستی برای آینده

۱. بازنگری در چارچوب قراردادها: درج بندهای الزام‌آور انتقال فناوری، دوره‌های آموزشی، پروژه‌های تحقیق مشترک و انتقال نرم‌افزارهای شبیه‌سازی مخزن.
۲. نهادسازی فناورانه: ایجاد «مرکز ملی ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز» با تمرکز بر ذخیره‌سازی نمکی و بازیافت آب شور در همکاری با دانشگاه‌ها.
۳. افزایش ظرفیت جذب: طراحی برنامه‌های بلندمدت توانمندسازی نیروی انسانی، شامل بورس‌های تخصصی، کارورزی در شرکت‌های خارجی و حمایت از پایان‌نامه‌های مرتبط.
۴. تعامل منطقه‌ای هدفمند: بهره‌گیری از تجربیات ترکیه، عربستان و قطر در زمینه هم‌افزایی میان بخش دولتی و خصوصی در پروژه‌های ذخیره‌سازی.
۵. نقشه راه انتقال فناوری در انرژی: تدوین سند ملی انتقال فناوری در پروژه‌های انرژی (مشابه برنامه‌هایی که در مالزی و اندونزی پیاده‌سازی شده‌اند).

مراجع:

- [1]. IEA (2023). *Underground Gas Storage: Technologies and Policies for Energy Security*. International Energy Agency.
- [2]. UNCTAD (2022). *Technology Transfer in Energy Projects: Challenges and Opportunities for Developing Countries*.
- [3]. National Iranian Gas Company. (2020). *Technical report of the Sarajeh Qom and Shourijeh storage project*.
- [4]. WIPO (2023). *Intellectual Property Frameworks and Technology Transfer in MENA Energy Projects*.
- [5]. Bozeman, B. (2000). *Technology Transfer and Public Policy: A Review of Research and Theory*. Research Policy.
- [6]. World Bank (2019). *Technology Transfer in Energy Infrastructure: Lessons Learned*.
- [7]. Cohen, W. M., & Levinthal, D. A.



- Review (2023).
- [20]. ANP Brazil, Technology Transfer Monitoring Report, 2021.
- [21]. IIT Madras, Strategic Gas Storage Report, 2022.
- [22]. Research Center of Petroleum Industry, Salt Dome Potential Study – Nasrabad, 2021.
- [23]. Center for Energy Contracts, Tehran University (2022), Review of Legal Structures in Iranian Gas Project.
- (1990). Absorptive Capacity: A New Perspective on Learning and Innovation. *Administrative Science Quarterly*.
- [8]. Lall, S. (2000). Technological Change and Industrial Policy in Developing Countries. *Journal of Development Economics*.
- [9]. Andreoni, A. (2021). Industrial Policy in Resource-Rich Countries: The Case of Brazil.
- [10]. PETRONAS (2022). Annual Report and Technology Transfer Overview.
- [11]. UNDP (2020). Capacity Development and Technology Transfer in Resource-Rich Countries.
- [12]. Nelson, R. R., & Winter, S. G. (1982). *An Evolutionary Theory of Economic Change*. Harvard University Press.
- [13]. Bell, M., & Pavitt, K. (1993). Technological Accumulation and Industrial Growth: Contrasts between Developed and Developing Countries. *Industrial and Corporate Change*.
- [14]. UNCTAD (2021). *Technology and Innovation Report: Catching Technological Waves*. United Nations.
- [15]. Mehdi, R. (2020). Legal Challenges in Iranian Petroleum Contracts: From Buy-Back to IPC. *Journal of Energy Law and Policy*, 42(3), 215–237.
- [16]. BOTAS (2021). *Natural Gas Underground Storage Projects in Turkey*.
- [17]. UNDP (2022). *Comparative Analysis of Energy Technology Transfer Policies in the Middle East*.
- [18]. Aramco Services (2020). *Technology Strategy and R&D Investment Plan 2030*.
- [19]. Ministry of Oil, Iran – *Contract Structure*



Legal Policies for Technology Transfer in Gas Storage Projects

Mostafa Ebrahimi Moghaddam^{1*}, Abbas Kazemi Najafabaddi²

1. Head of Research and Technology Affairs, Iranian Gas Engineering and Development Company, Tehran, Iran
2. Associate Professor, Department of Law and Political Science, Faculty of Law, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

REVIEW ARTICLE

Article History:

Received: 17 July 2025

Revised: 12 August 2025

Accepted: 03 September 2025

Keywords:

Technology Transfer
Natural Gas Storage
Legal Policymaking
Iran Case Studies
Technology Localization

ABSTRACT

The development of natural gas storage infrastructure is one of the fundamental requirements for energy security in Iran and other countries that are either import-dependent or experience seasonal consumption fluctuations. Given the technical complexity, high investment costs, and international nature of storage technologies, effective policymaking in technology transfer, particularly from legal and institutional perspectives, becomes critically important. This article- using a descriptive-analytical approach- examines Iran's legal policies on technology transfer in gas storage projects and compares them with the experiences of selected countries, including Brazil, Malaysia, India, Saudi Arabia, and Turkey. In addition to reviewing theoretical literature on technology transfer models, such as Nelson's model, the paper explores contracts, key stakeholders, and localization strategies through case studies of the Sarajeh (Qom), Shourijeh, and Nasrabad salt dome projects. The findings reveal that the absence of clear legal requirements, the lack of a specialized regulatory body, and the underutilization of academic capacities are among the main challenges facing Iran in gas storage technology transfer. The results emphasize that without revising contractual and legal frameworks and establishing an independent regulatory institution, genuine technology localization in future gas projects- particularly in salt structures and water recycling- will not be achieved. The experience of successful countries demonstrates that precise policymaking, mandatory technology transfer clauses, and strong industry-academia linkages form the three essential pillars for achieving this goal.

DOR: [20.1001.1.2508.1101.1404.06.12](https://doi.org/10.1001.1.2508.1101.1404.06.12)

How to cite this article

M. Ebrahimi Moghaddam, A. Kazemi Najafabaddi, Legal Policies for Technology Transfer in Gas Storage Projects. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2025 12(2): 108-121. (https://www.ijge.irangi.org/article_732243.html)

* Corresponding Author.

E-mail address: m.ebrahimi@nigceng.ir, (M. Ebrahimi Moghadda).

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>)



IRANIAN JOURNAL OF GAS ENGINEERING

VOLUME 12 • ISSUE 2 • NO. 22 • SUMMER 2025

EISSN:25885-5251



► Contents

Prediction of Wax Deposition Using Machine Learning Algorithms: Multilayer Perceptron and Random Forest 8

Milad Shadbakhtr, Eghbal Sahraei, Ahmad Hosseinzadegan

A Review of Heavy Crude Oil Viscosity Reduction Methods Using Nanocatalysts and Other Techniques 18

Armin Sabetghadam-Isfahani, Yegane Davoodbeygi, Roya Baghestani, Seyed Mahmoud Latifi

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 50

Milad Pirhadi, Sobhan Herfat, Mohsen Mazloum farsibaf, Majid Zandi, Ali Vatani

CarbonDioxide,Challenges,SourcesandIndustrialApplications: an Overview of Methods for Transport, Absorption and Emission Reduction 73

Hamid Moghadam

Investigation of the Effect of Drying Conditions on the Structural Properties and Catalytic Performance of Fe-Co-Ni/MgO Catalyst for Light Olefins Production from Syngas 90

Samaneh Vahid, Vajihah Yousefi

Legal Policies for Technology Transfer in Gas Storage Projects 108

Mostafa Ebrahimi Moghaddam, Abbas Kazemi Najafabaddi

IJGE
IRANIAN JOURNAL OF GAS ENGINEERING