شماره هجدهم

موسسه مطالعات بین المللی انرژی
وابسته به وزارت نفت

خردادماه ۱۴۰۱

۱۸

ماهنامه تخصصی

فناوری های انرژی

EnerTech

پژوهشکده مطالعات راهبردی فناوری انرژی

بسم الله الرحمن الرحیم

ماهنامه تخصصی فناوری های انرژی
Professional Monthly Journal of Energy Technologies

شماره ۱۸ - خرداد ماه ۱۴۰۱

رویدادهای فناوری

۲ سخنی با مخاطب

۳ آرامکو اهداف انتشار خالص صفر ۲۰۵۰ را دنبال می کند
حوزه: نظم نوین آینده انرژی

۳ پررنگ شدن نقش دی متیل اتر در EOR مبتنی بر تزریق CO۲
حوزه: نظم نوین آینده انرژی

۴ شرکت های بزرگ در همایش های تخصصی؛ هدف: توسعه ی صنعت هیدروژن
حوزه: نظم دوره گذار انرژی

۴ آینده ی باتری؛ موازنه اهمیت راهبردی مواد و دسترس پذیری، ارزانی و فراوانی
حوزه: نظم دوره گذار انرژی

۵ تنها ۱۰ درصد از نفت و گاز کشور صرف توسعه زنجیره ارزش می‌شود
حوزه: نظم کنونی انرژی

۵ پتروناس و زنجیره ارزش نفت و گاز
حوزه: نظم کنونی انرژی

۶ کاتالیزور جدید Fourtitude FCC تولید بوتیلن و پروپیلن را به حداکثر می رساند و به بهبود عملکرد پالایشگاه ها کمک می کند
حوزه: نظم کنونی انرژی

۶ OPERCOM، دیجیتال ابزاری مفید در حوزه ی انرژی
حوزه: نظم کنونی انرژی

گزارش های تحلیلی

۷ روش ازدیاد برداشت نفت از طریق تزریق دی‌اکسید کربن (EOR-CO۲)
حوزه: نظم نوین آینده انرژی

۱۹ راهبرد شرکت های بزرگ نفت و گاز در تحقق اهداف انتشار خالص صفر
حوزه: نظم نوین آینده انرژی

۲۶ باتری فلز هوا؛ باتری که با نفس کشیدن کار می کند! (بخش دوم)
حوزه: نظم دوره گذار انرژی

۳۰ ورود جدی کشور در حوزه های تولید، انتقال و مصرف هیدروژن
حوزه: نظم دوره گذار انرژی

۳۳ نگرشی نوین در راستای بهبود و توسعه زنجیره ارزش در شرکت های ملی نفت
حوزه: نظم کنونی انرژی

۳۸ بررسی مقایسه ای اجرای فاز پیش راه اندازی و راه اندازی یک پروژه با روشOPERCOM و ITP (مورد مطالعه: یک پالایشگاه گاز)
حوزه: نظم کنونی انرژی

۴۳ نقش و جایگاه FCC در تولید پروپیلن
حوزه: نظم کنونی انرژی

شناسنامه :

مدیر مسئول: عقیل براتی
ناظران علمی: عرفان ریاحی، احمد خان بیگی
سردبیر: قاسم توتونچی
همکاران این شماره: امیرحسین هوشمند، اعظم محمدباقری، سیدصادق ضرغامی، پیمان نیلچی پور، سیدعلیرضا واعظ، مهدی کربلایی، شیرین رضایی،فرشید مدنی فر، غلامرضا خرسند، پیمان حافظی، قاسم توتونچی

هیات تحریریه:عقیل براتی، عباس زراء نژاد، امیرحسین هوشمند، امیرحسین فاکهی، سید صادق ضرغامی، غلامعلی رحیمی، قاسم توتونچی، اعظم محمدباقری، طاهر خرم روز، عباس یعقوبی، شیرین رضایی عدل
طراحی و صفحه آرایی: مرجان بهرامی، نازنین شاهین
ناشر: موسسه مطالعات بین المللی انرژی
تارنما: iies.ac.ir iies.mop.ir

سخنی با مخاطب؛

بنام خدا

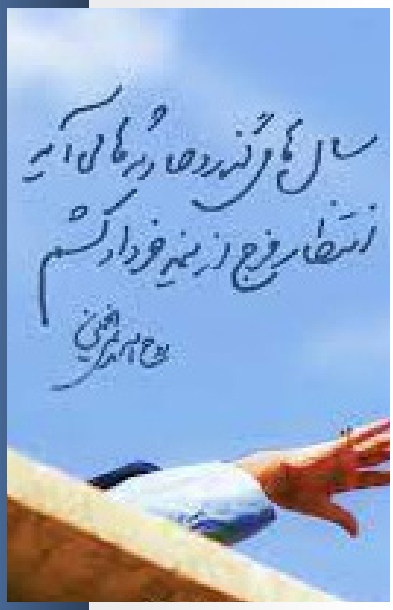
با درود و عرض ادب

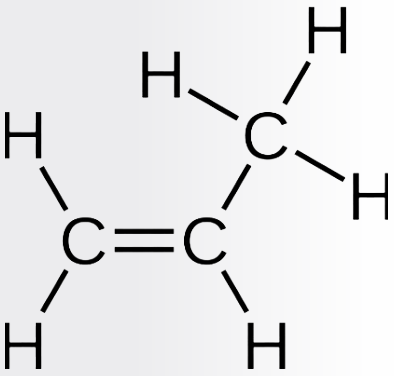
خردادماه برای ایرانیان، یادآور رخداد عظیم رحلت بنیانگذار فقید جمهوری اسلامی و حماسه ی بزرگ نیمه خرداد است. در عین حال، تقارن دهه ی مبارک کرامت، از میلاد حضرت معصومه سلام ا... علیها و روز دختر تا میلاد سراسر نور ضامن آهو و پناه ایرانیان، حضرت امام علی ابن موسی الرضا _علیه آلاف التحیت و السلام، خردادماه امسال را سرشار از جشن و سرور نموده است. رجاء واثق داریم با عنایت و توجه خاص این امام رئوف، این کشور و مملکت از گردنه های حساس پیش رو با موفقیت و سربلندی عبور کند.

در این شماره از ماهنامه ی تخصصی، رویدادهای فناورانه با موضوعاتی مانند زنجیره ی ارزش در شرکت های ملی نفتی جهان، راهبرد و استراتژی کمپانی های نفت و گاز دنیا در قبال هدف انتشار خالص صفر کربن در ۲۰۵۰، باتری فلز هوا، وضعیت صنعت هیدروژن، ازدیاد برداشت نفت با تزریق دی اکسید کربن، تاثیر بهره برداری از OPERCOM در راه اندازی طرح های نفت و گاز و نقش FCC در تولید پروپیلن ارائه گردیده است. همچنین گزارش های تحلیلی در زمینه های مرتبط با رویدادهای فناورانه ی ذکر شده تهیه شده است که امید است مثمر ثمر واقع شود.

با آرزوی توفیق و سلامتی و شادکامی

سردبیر





رویدادهای فناوری

نظم نوین آینده انرژی

آرامکو اهداف انتشار خالص صفر ۲۰۵۰ را دنبال می کند

شرکت نفت عربستان سعودی «آرامکو» اهداف بلندپروازانه خود را برای دستیابی به هدف انتشار گازهای گلخانه ای در محدوده صفر خالص، در سراسر دارایی های تحت مالکیت خود تا سال ۲۰۵۰ اعلام کرد. این هدف گذاری بلندپروازانه بخش مهمی از تمرکز آن شرکت بر خلق ارزش بوده و این شرکت قصد دارد جزئیات بیشتری را در گزارش پایداری آتی خود که در سه ماهه دوم سال ۲۰۲۲ منتشر خواهد شد، بیان کند.

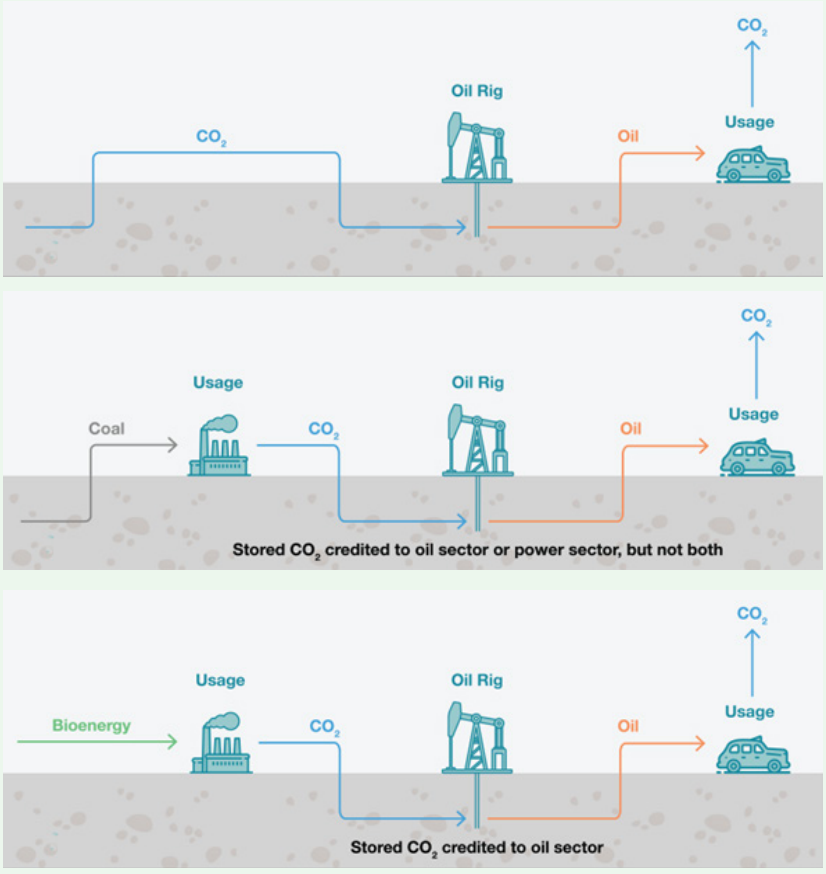
رئیس هیئت مدیره آرامکو گفت: «آرامکو چالش آب و هوا و تغییر اقلیم جهانی را درک کرده و مسئولیت خود را برای کمک به مقابله با آن، به عنوان بزرگترین شرکت انرژی جهان می شناسد. کاهش انتشار گازهای گلخانه ای، در عین حال که نیازهای انرژی مستمر جهان تامین شود، یکی از بزرگترین چالش های قرن حاضر است. آرامکو دارای یک پلتفرم منحصربفرد قوی است که از طریق آن صنعت جهانی را برای مقابله با این چالش هدایت می کند و ما خوشحالیم که امروز اهداف بلندپروازانه ی خود را برای دستیابی به انتشار گازهای گلخانه ای خالص صفر در سراسر قلمرو عملیاتی خود، تا سال ۲۰۵۰، اعلام کنیم.»

رئیس و مدیر عامل آرامکو گفت: «به عنوان بزرگترین تامین کننده انرژی در جهان، جاه طلبی آرامکو برای رسیدن به انتشار گازهای گلخانه ای خالص در کمتر از سه دهه در سراسر جغرافیای فعالیت، گامی تاریخی به جلو است. این موفقیت صرفاً با چرخه های تجاری سنجیده نمی شود، بلکه در طول نسل ها سنجیده می شود. زیرا اقداماتی که در سال های آینده انجام می دهیم به محافظت از سیاره ما برای نسل های آینده کمک خواهد کرد.

راه پیش رو پیچیده خواهد بود، زیرا انتقال جهان به آینده انرژی پایدارتر نیازمند اقدام جمعی و پیشرفت های بزرگ فناوری است. اما ما همچنان بر ارائه انرژی قابل اعتماد و مقرون به صرفه متمرکز هستیم.»

پررنگ شدن نقش دی متیل اتر در EOR مبتنی بر تزریق CO۲

تثبیت تغییرات آب و هوایی جهانی و توقف افزایش دما در محدوده ۱/۵ درجه سانتیگراد، مستلزم کاهش انتشار گازهای گلخانه ای با تمرکز اصلی بر انتشار دی اکسید کربن است. تزریق CO_2 در میادین نفتی اخیراً به عنوان یک راه مهم برای کاهش انتشار CO_2 با ذخیره کربن در مخازن نفت شناخته شده است. این کار یک روش پیشرفته بازیافت نفت بهبود یافته محسوب می شود که هدف اصلی آن در کنار ازدیاد برداشت، تحقق انتشار گازهای گلخانه ای خالص صفر یا حتی منفی، با جدا کردن حداکثر مقدار ممکن CO_2 و انباشت در مخازن نفت است. محققین دریافته اند حداکثر بازیابی نفت با استفاده از دی متیل اتر (DME) به عنوان یک عامل کارآمد حاصل می شود چرا که نتایج نشان می دهد که DME حلالیت CO_2 را بهبود می بخشد. از سوی دیگر، منبع جذب دی اکسید کربن نقش مهمی در موازنه انتشار خالص صفر خواهد داشت.



رویدادهای فناوری

نظم دوره گذار انرژی

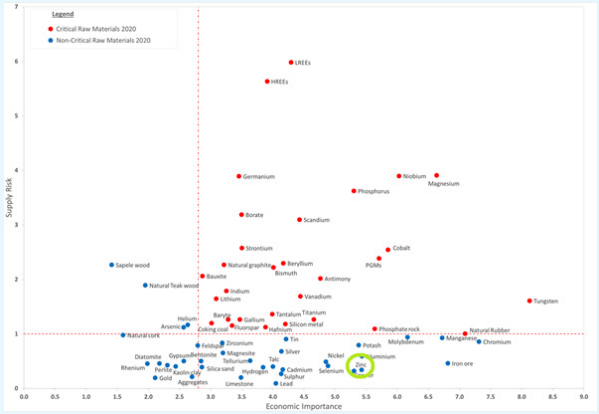
شرکت های بزرگ در همایش های تخصصی؛ هدف: توسعه ی صنعت هیدروژن

این همایش، اولین نمایشگاه و کنفرانس ایتالیایی است که به طور کامل به بخش فناوری برای توسعه زنجیره تامین هیدروژن اختصاص دارد. سیاست کربن زدایی با هدف کاهش آلودگی جهانی، هیدروژن را به عنوان یک منبع انرژی پایدار می بیند، زیرا می تواند با استفاده از انرژی های تجدیدپذیر تولید شود به سهولت حمل و ذخیره گردد و به عنوان مکمل گاز استفاده شود. ایتالیا به دلیل پتانسیل منابع انرژی تجدیدپذیر و شبکه مویرگی برای انتقال گاز، می تواند بازار بسیار جالبی برای توسعه هیدروژن باشد.

محورهای این همایش به شرح مواد و اجزای پیل سوختی، مجموعه های غشایی–الکترودی، کاتالیزورها، الکترودها، الکترولیت ها، غشاهای مبادله پروتون، ابزار و تجهیزات برای اندازه گیری، آنالایزرهای امپدانس، دبی سنج، رطوبت سنج، دماسنج، مانومتر، نرم افزار تجزیه و تحلیل، دستگاه های کالیبراسیون، تجهیزات تست پیل سوختی، دریچه ها / مفاصل / فلنج ها، پمپ ها، کمپرسورها، توربین های گاز و بخار، مخازن ذخیره، سیستم های بوزدایی، مشعل ها، مبدل های حرارتی، دستگاه های تبرید، سلول های سوختی الکترولیت پلیمری، سلول های سوختی اکسید جامد، سلول های سوختی کربنات مذاب، سلول های سوختی هیدرازین، خودروها و موتورسیکلت های با پیل سوختی، دستگاه های سیار که توسط سلول های سوختی تغذیه می شوند، تولید هیدروژن، سیستم های زیست توده و گیاهان، کاتالیزورهای هیدروژنی، مخازن ذخیره سازی هیدروژن، آلیاژهای جاذب برای هیدروژن، توزیع کننده های هیدروژن، ایستگاه های توزیع و سوخت گیری هیدروژن و ... می باشند.

کمپانی آنسالدو انرژیا در نمایشگاه هیدروژن در پیاچنزا شرکت خواهد کرد، مشارکت این گروه صنعتی بزرگ در این رویداد، به عنوان بخشی از مسیر توسعه زمینه اقتصاد هیدروژن بیان شده که پیشرفت آن برای تسریع دوره ی گذار به انرژی «سبز» اساسی است.

آینده ی باتری؛ موازنه اهمیت راهبردی مواد و دسترس پذیری، ارزانی و فراوانی



باتری لیتیوم یون در حال حاضر بر چشم انداز باتری های قابل شارژ، به ویژه برای دستگاه های قابل حمل، لوازم خانگی کوچک، وسایل الکترونیکی، وسایل نقلیه الکتریکی و برخی از کاربردهای ثابت تسلط دارد. با این حال، به دلیل مسائل زیست محیطی و پایداری، نوسانات قیمت انرژی و وابستگی تامین، از نظر واحد مواد خام حیاتی اتحادیه اروپا (CRMs)، دیگر انواع باتری ها می توانند برتری لیتیوم–یون را از بین ببرند. باتری های قابل شارژ الکتریکی روی–هوا، که عمدتاً با استفاده از روی، هوا، هیدروکسید پتاسیم (KOH) و آب کار می کنند، از این دسته باتری ها هستند.

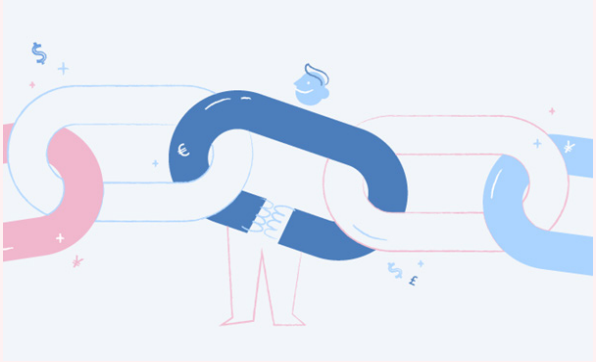
در میان باتری های فلز–هوا، باتری های روی–هوا پیشرفته ترین هستند و در حال حاضر به صورت تجاری (TRL ۹) به عنوان باتری اصلی برای دستگاه های سمعک کوچک در دسترس میباشند. بررسی های اخیر، امید زیادی را برای آن به عنوان جایگزین معتبر باتری های قابل شارژ در دوران پسا لیتیوم یون متصورند.

مزایای ذاتی این باتری ها استفاده از یک ماده فعال آند ارزان و قابل بازیافت راحت (مانند روی)، یک الکترولیت آبی غیرسمی و غیر قابل اشتعال (محلول KOH) و اکسیژن (از هوای محیط) به عنوان ماده فعال کاتدی است. باتری های روی–هوا، انرژی و چگالی توان رقابتی و یکی از کمترین وابستگی های امروزی به CRM را ارائه می کنند. مواد خام حیاتی (CRM) عناصر یا گروه هایی از عناصر هستند که از نظر اقتصادی و استراتژیک مهم هستند و در صنایع بزرگ و همچنین تخصصی مورد استفاده قرار می گیرند، که اهمیت اقتصادی آنها نیز با ریسک عرضه بالا مرتبط است.

پتروناس و زنجیره ارزش نفت و گاز

شرکت پتروناس در دورنمای ۲۰۲۴ - ۲۰۲۲ خود، بهبود و توسعه «زنجیره ی ارزش نفت و گاز» را در اولویت قرار داده است. هدف از این بهبود عملیاتی در زنجیره ی ارزش، افزایش راندمان و بهره وری اعلام شده است. در بخشی از این زنجیره ارزش، صنعت هیدروژن نیز جانمایی گردیده است؛ به گونه ای که زنجیره ارزش یکپارچه و کامل، هم در زمینه سوخت و هم در زمینه ی هیدروژن برای آسیای جنوب شرقی تدارک گردد. در بیانیه دورنما، تمام بخش های بالادست تا پایین دست صنعت، اعم از تولید نفت و گاز، پالایش نفت، فراوری گاز، مایع سازی گاز، انبارش و ذخیره سازی، مجتمع های پتروشیمی و پتروپالایشی، حمل و نقل فراورده و بازاریابی و فروش، جایگاه و تاثیر خود را در زنجیره ی ارزش پیدا نموده اند. همچنین، جبران و بهبود خلاء نسبی موجود در بخش اکتشاف و تولید زنجیره ارزش پتروناس، هدف گذاری شده است.

تنها ۱۰ درصد از نفت و گاز کشور صرف توسعه زنجیره ارزش می‌شود



به عقیده ی کارشناسان حوزه ی انرژی، تنها ۱۰ درصد از نفت و گاز تولیدی کشور به توسعه زنجیره ارزش نفت و گاز اختصاص یافته است. برای توسعه این زنجیره اصلاح ساختار نهادی و ساماندهی حکمرانی در صنعت نفت و گاز و توجه به الزامات اجرایی همچون تحلیل بازار محصولات، تأمین پایدار خوراک، مکان یابی مناسب و قیمت گذاری خوراک و محصولات ضروری است.

کارشناسان انرژی اندیشکده اقتصاد مقاومتی اشاره داشته اند: در حقیقت راهبرد اصلی کشور در حوزه صنعت نفت، صادرات این ماده ارزشمند و در واقع خام فروشی بوده است. در عین حال که باید با توجه به تاکید مقام معظم رهبری مبنی بر بی اثرسازی تحریم ها، توسعه زنجیره ارزش نفت خام در دستور کار دولت ها قرار گیرد و نیز کشور از مزایای گوناگون توسعه زنجیره ارزش نفت خام بهره مند شود. در حال حاضر در کشور حدود ۷.۵ میلیون بشکه معادل نفت خام انرژی شامل نفت و گاز تولید می شود که فقط حدود ۱۰ درصد از آن به توسعه زنجیره ارزش اختصاص یافته است.

الزامات توسعه ای در این حوزه به دو دسته الزامات سیاستی و الزامات اجرایی تقسیم می شود. در رابطه با الزامات سیاستی می توان گفت که بعد از خصوصی سازی های صورت گرفته نیاز به یک اصلاح ساختار نهادی و ساماندهی حکمرانی در صنعت نفت و گاز و در حقیقت مشخص شدن دقیق نهادهای متولی حکمرانی، توسعه گری، تنظیم گری و اپراتوری وجود دارد.

در راستای تشریح الزامات اجرایی توسعه زنجیره ارزش نفت و گاز کشور، تحلیل بازار داخلی و خارجی محصولات، تأمین پایدار خوراک و یوتیلیتی، مکان یابی طرح ها، قیمت گذاری خوراک، یوتیلیتی و محصولات، نظام مالکیت، تأمین مالی، تنظیم گری و لایسنس و انتقال فناوری مهمترین الزامات توسعه زنجیره ارزش نفت و گاز در کشور هستند.

برای تحقق سیاست توسعه زنجیره ارزش علاوه بر انتخاب الگوی صحیح توسعه، نیاز است به الزامات اجرایی مذکور توجه نمود و به هر یک متناسب با شرایط و اقتضائات داخلی کشور پاسخی مناسب داده شود.

کاتالیزور جدید Fourtitude™ FCC تولید بوتیلن و پروپیلن را به حداکثر می رساند و به بهبود عملکرد پالایشگاه ها کمک می کند

کمپانی BASF در ماه جاری بهره برداری از Fourtitude™ را آغاز و رسماً آن را معرفی کرد، یک کاتالیزور جدید جهت FCC که برای به حداکثر رساندن بوتیلن و پروپیلن موجود در مواد اولیه طراحی شده است.
کاتالیزور Fourtitude، جدیدترین محصول مبتنی بر فناوری توپولوژی چارچوب چندگانه (MFT) برنده جایزه BASF نیز گردیده است.
محصول Fourtitude مزایای فن آوری های MFT و غیرفعال سازی فلزات را برای ارائه گزینش پذیری بهتر بوتیلن ترکیب می کند. گزینش پذیری برتر بوتیلن و پروپیلن با استفاده از یک چارچوب زئولیت ویژه به دست می آید که در شکستن اولفین های کوچک به بوتیلن موثرتر است.
آزمایش های پالایشگاهی Fourtitude توانایی آن را در ارائه عملکرد بهبود یافته برای پالایشگاه ها از طریق افزایش بازده بوتیلن و پروپیلن، افزایش اکتان بنزین و بهبود انتخاب کک تایید کرده اند.
معاون ارشد کاتالیزورهای فرآیند در BASF گفت: «Fourtitude یک افزودنی مهم به مجموعه کاتالیزورهای پیشرفته و پیشرو در صنعت پالایش است.» ما خوشحالیم که محصولی نوآورانه را معرفی می کنیم تا به مشتریانمان در پالایش و فراوری مواد اولیه کمک کنیم تا تولید پروپیلن و بوتیلن بهبود یابد.

BASF
We create chemistry

OPERCOM، دیجیتال ابزاری مفید در حوزه ی انرژی

FEA
FUTURE ENERGY ASIA

กระทรวงพลังงาน
MINISTRY OF ENERGY

در جولای ۲۰۲۲، وزارت انرژی تایلند کنفرانس FEA یا آینده ی انرژی آسیا را برگزار خواهد کرد. در بخش مهمی از این کنفرانس ذیل مباحث مرتبط با ابزارهای دیجیتال و شبکه های هوشمند، چندین ارائه به کاربرد روش OPERCOM در پیش راه اندازی و راه اندازی پروژه های حوزه انرژی و تاثیر آن بر افزایش سرعت و کاهش هزینه پرداخته که به جایگاه موثر و ممتاز آن تاکید دارد.
آژانس بین المللی انرژی (IEA) تخمین می زند که آسیای جنوب شرقی تا سال ۲۰۴۰ به ۱/۲ تریلیون دلار برای مدرن سازی و شبکه های هوشمند نیاز دارد. استفاده از دیجیتال ابزارها، ابزار اصلی کشورهای آسیای جنوب شرقی برای تسریع ادغام بیشتر انرژی های تجدیدپذیر در سیستم های برق خواهد بود. این مسیر فرصت ها و گزینه های بی شماری را برای استفاده از داده ها، ابزارهای دیجیتال، هوش مصنوعی برای تولید انرژی، انتقال و مصرف هوشمندانه تر ترسیم می نماید.

گزارش تحلیلی | نظم نوین آینده انرژی

روش ازدیاد برداشت نفت از طریق تزریق دي‌اکسید کربن (EOR-CO۲) برای کربن‌زدایی در کوتاه‌مدت

پیمان نیلچی پور
پژوهشگر موسسه مطالعات بین المللی انرژی

چکیده:

این مطالعه مروري بر روش ازدیاد برداشت نفت با استفاده از تزریق دی اکسید کربن (EOR_CO۲) و قابلیت آن در کاهش انتشار گازهاي گلخانه‌ای (حتي تا مرحله‌ی انتشار منفي) دارد. نقشي که لازم است این روش در چالش کربن‌زدایی و لزوم افزایش تلاش‌ها براي بهره‌برداری ازآن، جهت دست‌یابی به اهداف آب و هوایي ایفا کند. در این مطالعه محدودیت‌های قانوني و نظارتي جاري در تزریق دی‌اکسید کربن، هم ازنظر اقتصادي و هم ازلحاظ زیست‌محیطی موردبررسی قرار می‌گیرد. همچنین نتایج اقتصادي ترکیب این روش ازدیاد برداشت با فرایند ذخیره‌سازی کربن در زمین، موردمطالعه قرار می‌گیرد. نتایج مطالعات اخیر، که نشان می‌دهد این شیوه موجب انتشار منفي کربن در تولید نفت در سال‌های اول تولید می‌شود، در بستر ضرورت کاهش تغییرات آب و هوایي، مورد تجزیه‌وتحلیل قرار می‌گیرد. با پذیرش این حقیقت که سوخت‌های فسیلي در حال حاضر شالوده‌ی انرژي موردنیاز جامعه‌ی جهاني را تأمین می‌کنند و قبول این موضوع که تغییر ناگهاني در ترکیب این شالوده به‌طور بالقوه موجب عدم ثبات اقتصاد جهاني و عناصر مهم جامعه‌ی مدرن می‌شود، ما روش ازدیاد برداشت نفت از طریق تزریق دی‌اکسید کربن (CO۲_EOR) را پیشنهاد می‌دهیم که از قابلیت تأمین نفت کم‌کربن جهت حفظ شالوده‌ی جاري انرژي جهان در گذار باثبات به سمت کربن‌زدایی برخوردار است. تحقق این گذار باضرورت، مستلزم مشوق‌های قانوني و مالي جهت توسعه‌ی این روش همراه با ذخیره‌سازی کربن در سراسر جهان است. بهره‌برداری پویا و وسیع از این روش در کنار ذخیره‌سازی کربن، بستگي به سرمایه‌گذاری‌های چشمگیر در حوزه‌ی جذب دی‌اکسید کربن و زیرساخت‌های حمل‌ونقل دارد. شفافیت و ثبات سیاستي، همراه با اعطاي یارانه‌های هدفمند، دست‌یابی به این هدف را میسر می‌سازد.

مقدمه:

در فناوري جذب و جداسازي کربن (CCS)، انتشار کربن از یك منبع مشخص جذب و به محلي امن منتقل می‌شود و در آنجا در اعماق زمین، در مکاني که ازلحاظ زمین‌شناسی مجاز است براي ذخیره‌سازی بلندمدت تزریق می‌شود. این فناوري در سال ۲۰۰۵ توسط هیئت بین دولتي تغییر اقلیم (IPCC) درسبد فناوری‌های کاهش تغییرات آب و هوایي قرار گرفت. این فناوري از سوي آژانس بین‌المللی انرژي پذیرفته‌شده و همواره توسط این نهاد در گزارش‌ها متعدد آن مورد تأکید مکرر قرارگرفته است (آژانس بین‌المللی انرژي، ۲۰۱۳, ۲۰۱۱, ۲۰۰۸a,b).

هدف از کاهش تغییرات آب و هوایي، محدود ساختن افزایش دماي متوسط جهان به زیر ۱/۵ درجه‌ی سانتي‌گراد بالاتر از سطوح پیش از صنعتي شدن است (ماده‌ی ۲، توافقنامه‌ی پاریس). پرواضح است که بهره‌برداری از فناوری‌های کاهش انتشار در مقیاس وسیع، نظیر CCS، حداقل طي یك دوره‌ی گذار، مستلزم سرمایه‌گذاری فراوان است؛ گرچه این موضوع صریحاً در توافقنامه‌ی پاریس در مورخ ۴ نوامبر ۲۰۱۶ ذکر نشده است.

بخشي از مباحث مستمر در خصوص مؤثر بودن فناوري CCS در تحقق اهداف آب و هوایي، به بحث حول محور نقش CO۲_EOR برمی‌گردد. ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن جذب‌شده از طریق CO۲_EOR به مقوله‌ی فناوري CCUS وارد می‌شود که در آن دی‌اکسید کربن جذب‌شده جهت فعالیت‌های تجاري و به‌طور خاص جهت ازدیاد

برداشت نفت مورداستفاده قرارگرفته و درنهایت ذخیره می‌شود.

پروژه‌های CCUS معدودي در حال حاضر در مقیاس وسیع به مرحله‌ی عملیاتي رسیده‌اند. یکي از این پروژه‌ها، پروژه‌ی یک شرکت کانادایی است که تزریق دی‌اکسید کربن را در اکتبر سال ۲۰۰۰ شروع کرد و در حال حاضر روزانه ۱۴ هزار بشکه نفت از میدان‌های نفت تولید می‌کند (Jensen,۲۰۱۹). دی‌اکسید کربن مورداستفاده براي تزریق، از یك نیروگاه سوخت ترکیبي زغال‌سنگی در منطقه ای در داکوتاي شمالي ایالات‌متحده جذب می‌شود و از طریق یك خط لوله‌ی طولاني بین دو کشور به این میدان‌ها حمل می‌شود. اخیراً، در ایالات‌متحده، در تعدادي پروژه‌ی CCUS با مقیاس بزرگ، دی‌اکسید کربن جذب‌شده از یك کارخانه‌ی تولید هیدروژن در منطقه ای در تگزاس، به‌منظور ازدیاد برداشت نفت به میدان نفتي تزریق‌شده است. همچنین طي پروژه ای دیگر، دی‌اکسید کربن جذب‌شده از نیروگاه برق در جنوب غربي هیوستون نیز جهت ازدیاد برداشت به میدان نفتی در نزدیکي آن تزریق می‌شود.

بسیاري در جامعه‌ی محیط زیستي به این بحث پرداخته‌اند که اتخاذ روش EOR_CO۲ صرفاً جهت طولانی‌تر کردن استفاده از سوخت‌های فسیلي صورت می‌گیرد و معتقدند در این روش به دلیل انتشار کربن در فرایند تولید نفت امکان کاهش انتشار کربن وجود ندارد. بااین‌حال، مطالعه‌ی اخیر توسط نونز_لوپز و همکاران در سال ۲۰۱۹ نشان می‌دهد که بسته به انتخاب گزینه‌های عملیاتي راهبردي، تولید فزاینده‌ی نفت از طریق EOR_CO۲ انتشار کربن منفي را در بیشتر طول زمان عملیات به ارمغان می‌آورد (چراکه درصد زیادي از دی‌اکسید کربن تزریق‌شده، آن‌گونه که در این مطالعه، در بخش ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در فرایند ازدیاد برداشت نفت توضیح داده خواهد شد، به شکل اجتناب‌ناپذیری براي همیشه در زیر سطح زمین به دام می‌افتد). در این مطالعه از یك تحلیل چرخه‌ی عمر پویا (d-LCA) استفاده شده است که انتشار گازهاي گلخانه‌ای را در محدوده‌ی محل انجام پروژه‌ی EOR_CO۲ و حوزه‌ی پایین‌دست موردمطالعه قرار می‌دهد (ازجمله مرحله‌ی برداشت نفت خام و استفاده از محصول برداشت‌شده و سوزاندن آن). سپس نتایج با یك مدل ازدیاد برداشت عملیاتي ارتباط داده می‌شود و مورد مقایسه قرار می‌گیرد.

مطالعات دیگري که با استفاده از روش تحلیل (d-LCA) صورت گرفته، به این نتیجه رسیده‌اند که انتشار گازهاي گلخانه‌ای ناشي از سوختن محصول نهایي (براي مثال، بنزین) با ذخیره‌ی انبوه دی‌اکسید کربن در مخزن نفت خنثي می‌شود. مقایسه‌ی بیشتر این مطالعات باهم دشوار است، زیرا محدوده‌ی موردمطالعه براي محاسبه‌ی میزان انتشار گازهاي گلخانه‌ای در هر مطالعه به‌طور متفاوتي تعیین می‌شود.

روش EOR_CO۲ به‌طور تاریخي بیشتر از هر فرایند صنعتي دیگري دی‌اکسید کربن جذب کرده است و تنها گزینه‌ی تجاري جاافتاده جهت استفاده از کربن است که شرایط ذخیره‌سازی همیشگي دی‌اکسید کربن جذب‌شده را در مقیاس وسیع مهیا می‌کند. برخلاف ذخیره‌سازی معمولي که همچون دفع ضایعات جدا از نگاه تجاري به آن صورت می‌پذیرد، ذخیره‌سازی کربن در پیوند با ازدیاد برداشت نفت می‌تواند به یك فعالیت سود آفرین بدل شود که انتشار گازهاي گلخانه‌ای را هم محقق می‌سازد.

در بهره‌برداری و توسعه‌ی فناوري CCS هنوز بسیاري از موضوعات نامشخص است. بااین‌حال، انجام پروژه‌های CCS در سایت‌های ازدیاد برداشت که در آن‌ها درآمدهاي نفتي هزینه‌ی بهره‌برداری از این فناوري را پوشش می‌دهد ملموس‌ترین و توجیه‌پذیرترین اقدام در مرحله‌ی کنوني از توسعه‌ی این فناوري است. بسیاري از ریسک‌های مربوط به CCS در حالت عادي (جذب کربن و ذخیره‌سازی عمیق در سنگ‌های متخلخل انباشته از آب‌شور که به آن‌ها سازند نمکي گفته می‌شود) از طریق ذخیره‌سازی طي فرایند ازدیاد برداشت نفت کاسته می‌شوند. درروش EOR_CO۲ کیفیت به دام اندازي و محدودسازی سیال مخزن در عمق زمین به‌واسطه‌ی میزان انباشتگي هیدروکربن به‌خوبی نشان داده می‌شود. علاوه بر این، سوابق تاریخي موجود از پروژه‌های ازدیاد برداشت نفت، داده‌های باارزشی را در اختیار قرار می‌دهند که در پروژه‌های ذخیره‌سازی عادي در سازندهای نمکي قابل دریافت نیستند، زیرا پروژه‌های مذکور از دهه‌ها تجربه‌ی بهره‌برداری بی‌بهره‌اند. این دسترسي به داده‌ها در پروژه‌های ازدیاد برداشت نفت ارزش و صحت بیشتري به نتایج آزمایش و نظارت می‌بخشد که اطمینان در فرایند CCS را افزایش می‌دهد. تنها خطري که در ذخیره‌سازی کربن طي ازدیاد برداشت، بالاتر از ریسك انجام CCS در سازندهاي نمکي قرار می‌گیرد، تراکم بیشتر نفوذپذیري چاه، هم به دلیل عملیات استخراج پیشین و هم به‌واسطه‌ی فعالیت‌های عملیاتي ازدیاد برداشت است. بااین‌وجود، اگر متصدیان عملیات، اقدامات احتیاطي لازم را به عمل‌آورند، ریسک‌های مذکور مدیریت‌شده و منافع موردنظر به دست خواهد آمد.

فرایند EOR_CO۲ که مدت‌ها است استقرار یافته، تحت قوانین و مقررات و استانداردهاي جاري صنعت نفت و گاز مورد نظارت قرار می‌گیرد. بااین‌وجود، استانداردسازي و ایجاد یك چهارچوب نظارتي، تعیین کمیت و گزارش دهي در خصوص نگهداشت دی‌اکسید کربن در ذخایر طي فرایند ازدیاد برداشت نفت هنوز پیشرفت کافي نداشته است. هرچند که با پیشرفت‌های در حال ظهور در این حوزه و ایجاد اطمینان از این‌که EOR_CO۲ می‌تواند به‌عنوان یك فناوري توجیه‌پذیر در کاهش گازهاي گلخانه‌ای مورداستفاده قرار گیرد، احتمالاً شاهد اتخاذ قوانین، مقررات و استانداردهایي خواهیم بود که منجر به گسترش این فرایند جهت دست‌یابی به اهداف بزرگ‌تر آب و هوایي خواهد شد.

اصول فناوری EOR-CO۲

بهبود برداشت از میدان نفتي در دو یا سه مرحله به انجام می‌رسد. در بهبود برداشت اولیه، نفت با استفاده از مکانیسم‌های رانش طبیعي (انبساط گاز محلول، انبساط کلاهك گازي، سیلاب زني آب‌شور) با پشتیباني انرژي طبیعي مخزن استخراج می‌شود. با استخراج از مخزن، فشار مخزن کاهش می‌یابد و درنتیجه نرخ تولید نفت نیز افت می‌کند. براي افزایش مدت برداشت اولیه، از تکنیک‌های حفظ فشار و فراز آوری استفاده می‌شود. در بهبود برداشت ثانویه، یك مایع که عمدتاً آب است به مخزن تزریق می‌شود (سیلاب زني). این کار نه‌تنها براي حفظ فشار مخزن، بلکه جهت جابجایي نفت به

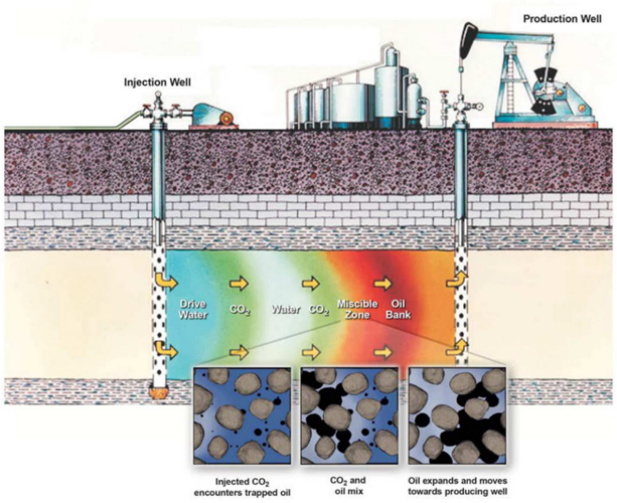
سمت چاه‌های تولید (استخراج) صورت می‌گیرد. به‌طور متوسط، تنها ۳۰ تا ۵۰ درصد از نفت مخزن با انجام فرایند بهبود برداشت ثانویه استخراج می‌شود و ۵۰ تا ۷۰ درصد از نفت در مخزن باقي می‌ماند (Stalkup, ۱۹۸۴). استخراج نفت باقی‌مانده مستلزم به‌کارگیری فناوری‌های پیشرفته‌تر و هزینه‌بر است؛ درنتیجه، مخازن به‌طور تاریخي در این نقطه رها می‌شوند.

تمام روش‌های مورداستفاده پس از مرحله‌ی ثانویه به‌عنوان بهبود برداشت ثالثیه در نظر گرفته می‌شوند (Lake و همکاران، ۲۰۱۴). به همین دلیل ازدیاد برداشت نفت (EOR) اغلب به‌عنوان مرحله‌ی ثالثیه از بهبود برداشت نفت شناخته می‌شود، گرچه حتي می‌توان از آن در هر مرحله از توسعه‌ی میدان نفتي استفاده کرد. در فرایند ازدیاد برداشت، نفت با تزریق یك ماده‌ی خارجي که در اصل درون مخزن وجود ندارد استخراج می‌شود. در روش EOR_CO۲ این ماده‌ی تزریقي دی‌اکسید کربن است.

با تزریق دی‌اکسید کربن به مخزن، چندین مکانیسم فیزیکي موجب افزایش تولید نفت می‌شوند. اگر این فناوري بعد از سیلاب زني مورداستفاده قرار گیرد، هدف از آن تولید (استخراج) نفت قابل تحرکي خواهد بود که توسط آب به سمت چاه استخراج رانده شده است. در این حالت همچنین نفت در جاي به دام افتاده، با کمك نیروي مویینگي استخراج می‌شود. در شرایط مطلوب که فشار مخزن از فشار امتزاج‌پذیری حداقلي (MMP) بیشتر است، با امتزاج دی‌اکسید کربن تزریق‌شده و نفت در جا، نیروي فیزیکي که این دو را از هم جدا ساخته (کشش سطحي) عملاً از بین می‌رود. این امر انتقال انبوه (استخراج/تبخیر) هیدروکربن‌های سبك و میاني را بهبود می‌بخشد و درنتیجه اشباع نفت غیرقابل تحرك در جا کاهش می‌یابد. علاوه بر این، نفت غنی‌شده با دی‌اکسید کربن، منبسط/متورم شده و قابلیت تحرك مجدد می‌یابد. انتقال انبوه در فشار بالاتر و دماي پایین‌تر مخزن و با نفت سبك‌تر بهتر صورت می‌گیرد. کاهش اشباع نفت قابل تحرك از طریق کاهش گران‌روی و افزایش فشار نیز قابل انجام است (walsh و Lake، ۱۹۸۹).

روش EOR_CO۲ یك فرایند جابجایي است؛ به همین دلیل، دی‌اکسید کربن با استفاده از یك چاه تزریق در عمق سنگ مخزن تزریق می‌شود تا نفت را به سمت چاه تولید (چاه استخراج) جابجا کند. دی‌اکسید کربن استخراج‌شده همراه با سیالات مخزن در سطح زمین جداسازي می‌شود و معمولاً مجدداً در مخزن تزریق/باز چرخ می‌شود. این چرخه در طول عملیات تکرار می‌شود. اگرچه دی‌اکسید کربن در فاز فوق بحراني (متراکم) تزریق می‌شود، به‌طور قابل‌توجهی گرانروي کمتري نسبت به سیالات مخزن دارد، بنابراین بسیار تحرك پذیر است. هنگامی‌که اختلاف میزان تحرك پذیري بالا است، یك جابجایي ناپایدار به‌صورت پدیده‌ی انگشتي شدن لزج(viscous fingering) یا پیشروي غیر هم‌سطح دی‌اکسید کربن (شبیه به انگشتان در یك تصویر مقطعي از دست) به سمت چاه تولید صورت می‌پذیرد که به شکل نامطلوبي بر برداشت نفت تأثیر می‌گذارد (Juanes و Blunt، ۲۰۰۷).

براي کاهش درجه‌ی پدیده‌ی انگشتي‌شدن و پایدار کردن جبهه‌ی جابجایي، طي فرایندي به نام تزریق متناوب آب و گاز(WAG) آب و دی‌اکسید کربن به‌صورت متناوب تزریق می‌شوند (Caudle و Dyes، ۱۹۵۸). به دلیل این‌که پدیده‌ی انگشتي شدن لزج در فرایند EOR_CO۲ یك چالش عمومي است، در بیش از ۹۰ درصد عملیات EOR_CO۲ در جهان از تکنیك WAG استفاده می‌شود (مرچند (Merchand)، ۲۰۱۷). شکل ۱ یك تصویر مقطعي از فرایند جابجایي گاز و آب را در روش EOR_CO۲ نشان می‌دهد.



شکل ۱: فرایند جابجایی در EOR-Co2 (آزمایشگاه ملی فناوری انرژی آمریکا، ۲۰۱۰)

انگیزه‌های تجاری EOR-CO۲

ایالات‌متحده حدود ۶۰۰ میلیارد بشکه ذخیره‌ی نفت درجا دارد. حدود یکسوم از این ذخیره، طي مراحل اولیه و ثانویه برداشت شده‌اند؛ یعني حجم قابل‌توجهی، در حدود ۴۰۰ میلیارد بشکه نفت هنوز در زیر سطح زمین به دام افتاده است (کوسکرا (Kuuskraa) و همکارانش، ۲۰۰۹). تمام نفت محدودشده در ذخایر را نمی‌توان برداشت کرد یا جزو ذخایر ثابت‌شده به‌حساب آورد و فناوري CO۲_EOR براي برداشت همه‌ی این ذخایر مناسب نیست. در گزارش مشابهي کوسکرا و همکارانش (۲۰۰۹) تخمین می‌زنند که ازنظر فني، از مجموع حدوداً ۴۰۰ میلیارد بشکه نفت باقی‌مانده، حدود ۸۴/۸ میلیارد بشکه با استفاده از روش EOR_CO۲ قابل‌برداشت هستند. بااین‌وجود بازار EOR_CO۲ هنوز براي توسعه‌دهندگان یك بازار بزرگ و جذاب است. روش‌های متعدد غربالگري براي شناسایي ذخایر نفتي مناسب براي اعمال روش EOR_CO۲وجود دارد، ازجمله روش‌هایی که کووسك (Kovscek) در ۲۰۰۲، نونز_لوپز در ۲۰۰۸ و باچو (Bachu) در ۲۰۱۶ در مقاله‌های جداگانه ارائه کرده‌اند. در بعضي از روش‌ها شرایط جابجایي امتزاجي(miscible displacement) موردنظر قرار گرفته است (ذخایر داراي هیدروکربن‌های سبك‌تر، فشار بالاتر و درجه حرارت پایین‌تر). روش‌های دیگر بر تخمین حداقل فشار امتزاج‌پذیری (Minimum Miscibility Pressure _ MMP) تأکید دارند و در آن‌ها غربالگري ذخایري که فشاري بالاتر از حد MMP دارند موردنظر است.

در آمریکا از سال ۱۹۷۲، ازدیاد برداشت نفت با استفاده از روش EOR_CO۲، یك فعالیت اقتصادي موفق بوده است؛ زماني که براي اولین بار در منطقه‌ی Permin Basin، در میدان نفتي SACROC در ایالت تگزاس مورداستفاده قرار گرفت. این منطقه که تاکنون فعال‌ترین منطقه در استفاده از روش EOR_CO۲ بوده است در

غرب تگزاس و جنوب شرقي نيومكزيكو قرار دارد. اين منطقه‌ی نفتي كه سومين منطقه‌ی بزرگ نفتي در آمريكا است حدود ۳۰ ميليارد بشكه نفت توليد كرده كه ۱/۳ ميليارد از آن با استفاده از تزريق دی‌اكسيد كربن برداشت شده است (مرچند (Merchand)، ۲۰۱۷). در حال حاضر، در اين منطقه روزانه به‌طور متوسط ۳۵۰۰۰۰ بشكه نفت از طريق فعاليت‌های ازدياد برداشت توليد می‌شود (آژانس بين‌المللی انرژي تخمين می‌زند روزانه حدود ۴۵۰۰۰۰ بشكه نفت در جهان با روش EOR_CO_2 توليد می‌شود). در اين منطقه، دی‌اكسيد كربن، كه اغلب به‌صورت طبيعي تأمين می‌شود از طريق يك شبكه‌ی خطوط لوله به طول ۴۵۰۰ مايل به ميدان‌های نفتي منتقل می‌شود. اين زيرساخت وسيع تأمين دی‌اكسيد كربن در منطقه به دليل تقاضاي روزافزون دی‌اكسيد كربن جهت ازدياد برداشت نفت ايجاد شده است. دی‌اكسيد كربن تأمين‌شده هميشه پاسخگوي تقاضا نيست و اين موضوع موجب محدوديت در اعمال روش EOR_CO_2 می‌شود. اين امر موجب تغيير در روند تأمين دی‌اكسيد كربن طبيعي كم‌هزينه شده است و پيش‌بينی‌ها نشان می‌دهد پروژه‌های جذب دی‌اكسيد كربن صنعتي در حال راه‌اندازی شدن هستند.

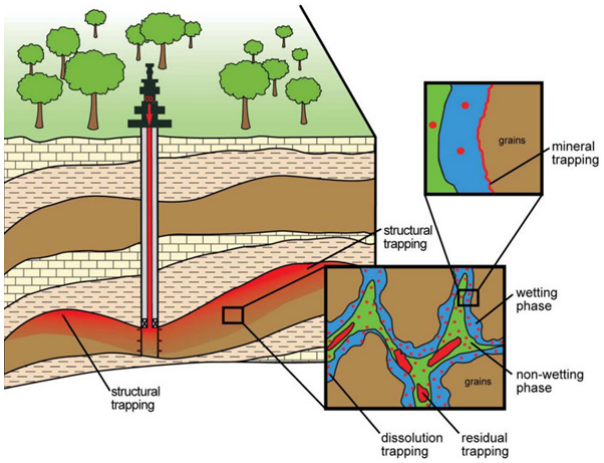
در ذخيره‌سازی دی‌اكسيد كربن طي فرايند ازدياد برداشت نفت بخش عظيمي از دی‌اكسيد تزريق‌شده در سازند به دام می‌افتد. در حقيقت، تجربه‌ی عملي كنوني اين‌گونه است كه ۹۰ تا ۹۵ درصد از دی‌اكسيد كربن خريداری‌شده ازنظر زمين‌شناسی در زير سطح زمين به دام می‌افتد (ملزر، (Melzer)، ۲۰۱۲). در صنعت به اين حجم از دی‌اكسيد كربن به دام افتاده «حبس دی‌اكسيد كربن» (CO_2 retention) گفته می‌شود كه به‌عنوان يك حجم ازدست‌رفته بايد با خريد دی‌اكسيد كربن جديد جايگزين شود. در فرايند CCUS، به دی‌اكسيد كربن ازدست‌رفته در سازند طي فرايند معمول ازدياد برداشت نفت، ذخيره‌ی همراه (associated Storage) گفته می‌شود.

همان مكانيسم‌هايی كه نفت را در مخزن به دام می‌اندازند، دی‌اكسيد كربن را نيز محبوس می‌كنند. اين حقيقت كه نفت در طول يك دوره‌ی زمين‌شناسی به دام افتاده است اين اطمينان را ايجاد می‌كند كه دی‌اكسيد كربن با امنيت و به چهار صورت مختلف به دام افتاده و ذخيره خواهد شد: ۱ـ به‌طور ساختاري زير يك مانع نفوذناپذير، ۲ـ به‌صورت ته‌نشين به‌عنوان يك فاز غير متحرك به‌واسطه‌ی نفوذپذيري نسبي و اشباع منحني مويينگي ۳ـ به‌صورت محلول در نفت و آب‌شور مخزن ۴ـ تبديل به مواد معدني در طول زمان (شكل ۲).

با توجه به اين‌كه دی‌اكسيد كربن به‌عنوان يك كالا در فعاليت‌های اقتصادي در نظر گرفته می‌شود، هدف اوليه در روش معمول EOR_CO_2 توليد نفت بيشتر با خريد دی‌اكسيد كربن كم‌تر است. اگر براي ذخيره‌سازی دی‌اكسيد كربن، مشوق‌هايی نظير اعتبار مالياتي يا ايجاد بازار كربن وجود داشته باشد، متصدي عمليات اهداف ديگري از ذخيره‌سازی دی‌اكسيد كربن را در نظر خواهد گرفت و اقدامات خود را در آن جهت تنظيم خواهد كرد.

تنظيم اول، تغيير منبع دی‌اكسيد كربن از طبيعي به كربن جذب‌شده از انتشارات صنعتي است و تنظيم دوم، اعمال تغييرات عملياتي لازم براي تشكيل ذخيره‌ی دی‌اكسيد كربن و افزايش ميزان استفاده از آن خواهد بود. آژانس بين‌المللی انرژي سه مدل براي تركيب توليد نفت با ذخيره‌سازی كربن ارائه كرده است. مدل اول: روش معمول EOR+ (يك اقدام معمول كه در آن حداكثر ميزان نفت با كم‌ترين ميزان استفاده از دی‌اكسيد كربن برداشت می‌شود ولي مستلزم نظارت و مميزي بيشتري است). مدل دوم: روش EOR+ پيشرفته (اقدام به ازدياد برداشت همراه با ذخيره‌سازی دی‌اكسيد كربن كه در آن دی‌اكسيد كربن بيشتری نسبت به روش EOR+ معمول مورداستفاده قرار می‌گيرد). مدل سوم: روش EOR+ با حداكثر ذخيره‌سازی دی‌اكسيد كربن (مدل متمركز بر افزايش حداكثري ذخيره‌سازی بلندمدت دی‌اكسيد كربن همراه با دست‌يابی به سطح توليد يكسان با مدل EOR+ پيشرفته (آژانس بين‌المللی انرژي، ۲۰۱۵).

استفاده از دی‌اكسيد كربن جذب‌شده براي ازدياد برداشت به ابتداي صنعت ازدياد برداشت در اوايل دهه‌ی ۱۹۷۰ برمی‌گردد كه دی‌اكسيد كربن از توليد گاز طبيعي جذب می‌شد (مارستون (Marston)، ۲۰۱۷). بااين‌حال استفاده از دی‌اكسيد كربن طبيعي (دی‌اكسيد كربن ايجادشده بدون مداخله‌ی بشر در منابع تحت‌الارضی) هميشه فراگير بوده است. از اواسط دهه‌ی ۲۰۱۰ بيش از سه‌چهارم از حدود ۶۰ ميليون تن دی‌اكسيد كربني كه در عمليات ازدياد برداشت نفت در آمريكاي شمالي استفاده‌شده از محل تعداد معدودي ذخاير دی‌اكسيد كربن طبيعي تأمين شده است (گودك (Godec)، ۲۰۱۳ ومارستون ۲۰۱۸). امروزه، بهاي پرداختی براي دی‌اكسيد كربن جهت تزريق در پروژه‌های EOR_CO_2، با قيمت‌های كنوني نفت، به گونه ای است كه با قيمت‌های حدوداً سربه‌سر و بدون حاشيه‌ی سود كنوني، صنعت مشوق كافي براي تشويق به تغيير منبع تأمين دی‌اكسيد كربن از منابع طبيعي به سمت منابع بشري ندارد. (موسسه فناوري ماساچوست، ۲۰۱۰) ميدان‌های نفتي كه دورتر از منابع طبيعي دی‌اكسيد كربن قرار دارند انگيزه‌ی بيشتري براي استفاده از منابع دی‌اكسيد كربن حاصل از فعاليت‌های بشري دارند (كوسكرا و همكارانش، ۲۰۰۹). شناسايي اين نواحي، احتمال راه‌اندازی پروژه‌های ازدياد برداشت نفت با استفاده از منابع بيشتر بشري و خنثی‌سازی گازهاي گلخانه‌ای را افزايش می‌دهد.

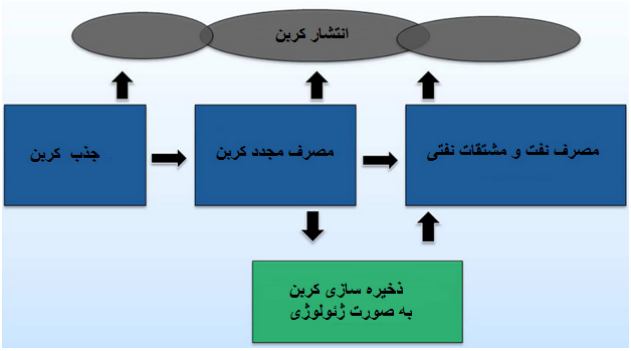


شكل ۲: مكانيزم‌های به‌دام افتادن دی‌اكسيد كربن (حسينی‌نوشری و همكارانش، ۲۰۱۸)

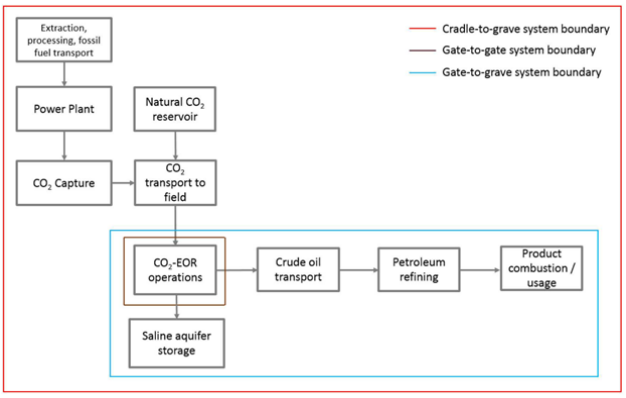
تجزیه‌وتحلیل چرخه‌ی حیات کربن سیستم‌های CCUS

ازنظر زمین‌شناختی، مقادیر عظیمي از دی‌اکسید کربن را می‌توان از طریق ازدیاد برداشت نفت ذخیره‌سازی نمود، بااین‌حال میزان گازهاي گلخانه‌ای که این فناوري می‌تواند کاهش دهد توسط بسیاري از کارشناسان مورد ارزیابي قرار گرفته است (ژارامیلو (Jaramillo) و همکارانش، ۲۰۰۹؛ استیوارت (Stewart) و هزلدین (haszeldine)، ۲۰۱۴؛ کوناي (cooney)، ۲۰۱۵). تجزیه‌وتحلیل چرخه‌ی عمر کربن (LCA) یك فرایند نظام‌مند و استانداردشده تحت استاندارد ISO ۱۴۰۴۴:۲۰۰۶ است که جهت ارزیابي تأثیر زیست‌محیطی یك سیستم تولید محصول در سراسر چرخه‌ی عمر محصول تولیدي از مرحله‌ی تأمین مواد خام تا تولید، استفاده، فرآوري نهایي، بازیافت و امحاء محصول مورداستفاده قرار می‌گیرد. استفاده از LCA براي تحلیل روش EOR_CO۲ به این سؤال پاسخ می‌دهد که آیا انتشار دی‌اکسید کربن ناشي از مصرف انرژي در فرایند ازدیاد برداشت نفت و مهم‌تر از آن، از احتراق فزاینده‌ی نفت تولیدشده، از طریق ذخیره‌سازی انبوه دی‌اکسید کربن داراي منشأ بشري خنثي می‌شود یا خیر (شکل ۳)

تعریف محدوده‌ی مطالعات LCA بسیار مهم است. تفسیر و مقایسه‌ی نتایج مطالعات LCA مختلف، در خصوص سیستم‌های



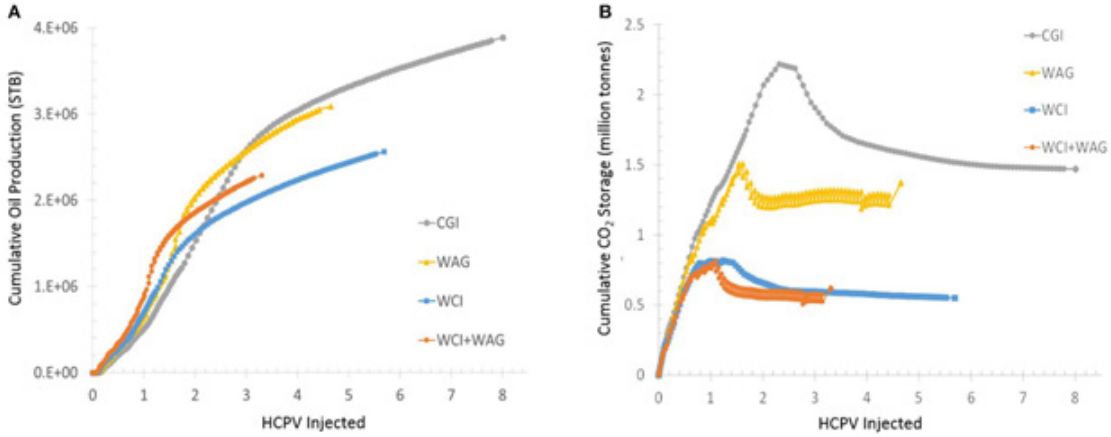
شکل۳: اجزاء کلی سیستم‌های جذب، استفاده و ذخیره‌سازی کربن (CCUS)



شکل۴: محدوده‌های CCUS در تجزیه‌وتحلیل چرخه‌ی عمر محصول
برگرفته از مطالعات نونز_لوپز و همکارانش، ۲۰۱۹

CCUS بسیار دشوار است، زیرا محدوده‌های متفاوتي در آن‌ها استفاده می‌شود. براي مثال، ژارامیلو و همکارانش (۲۰۰۹) انتشارات خالص کربن را در روش EOR_CO۲ در محدوده‌ی کامل CCUS، تخمین زدند، یعني از استخراج زغال‌سنگ تا احتراق محصول و به این نتیجه رسیدند که به‌طور تاریخي دی‌اکسید کربني که به‌واسطه‌ی پروژه‌های EOR_CO۲ انتشار می‌یابد از دی‌اکسید کربني که از طریق این پروژه‌ها در زمین ذخیره‌سازی می‌شود بیشتر است. از سوي دیگر، آیکاگوئر (Aycaguer) و همکارانش (۲۰۰۱)، انتشار کربن EOR_CO۲ را در سایت ازدیاد برداشت نفت و در یك محدوده‌ی ورودي و خروجي محصول تخمین زدند و نتیجه‌گیری کردند که EOR_CO۲ انتشار دی‌اکسید کربن را عملاً تا حد صفر خالص کاهش می‌دهد. شکل ۴ اجزاي کلي سیستم‌های CCUS را و محدوده‌های چرخه‌ی عمري که معمولاً بیشتر مورداستفاده قرار می‌گیرند، نشان می‌دهد.

نونز_لوپز، مؤلف اول این مقاله، مطالعه‌ای را انجام داده است که در آن با استفاده از روش نوین تحلیل چرخه‌ی عمر داینامیک (d-LCA) به تحلیل ظرفیت روش EOR_CO۲ در کاهش انتشار گازهاي گلخانه‌ای پرداخته است. با توجه به این‌که نرخ تولید نفت



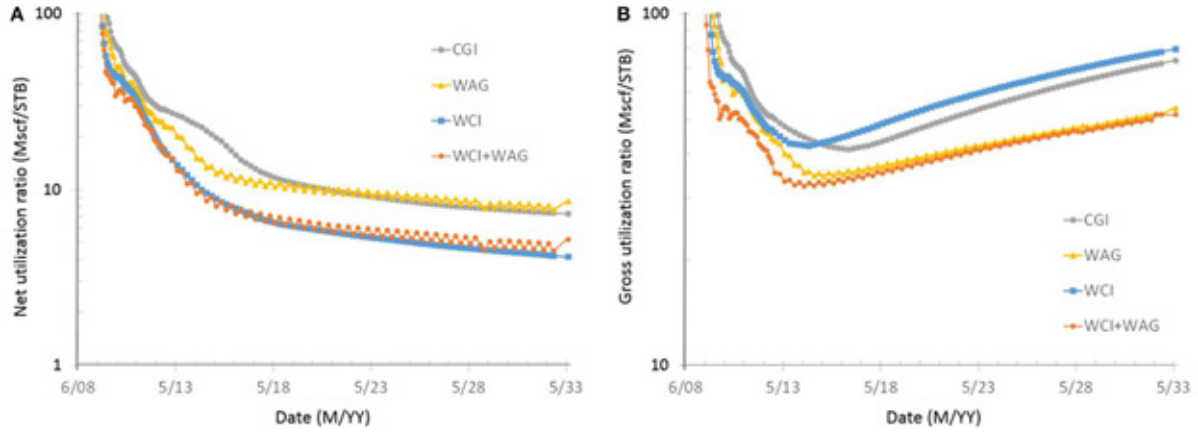
شکل۵: (A) تولید کلي نفت به‌عنوان تابعي از حجم دی‌اکسید کربن تزریق‌شده. (B) ذخیره‌سازی کلي دی‌اکسید کربن به‌عنوان تابعي از حجم دی‌اکسید کربن تزریق‌شده.
HCPV (Hydrocarbon Pore Volume): حجم تخلخل انباشته از هیدروکربن (حجم تخلخل بین دانه‌ای پرشده با هیدروکربن‌ها). STB (Stock Tank Barrel): یك بشکه نفت تولیدشده در مخزن ذخیره. نونز_لوپز و همکارانش (۲۰۱۹)

خام به‌طور قابل‌توجهی در طول زمان متفاوت است، در این مطالعه از یك رویکرد داینامیک استفاده شده است. در روش تحلیل d-LCA میزان تقاضاي جاري انرژي و میزان گازهاي گلخانه‌ای مربوطه، به مقدار توده‌ی کربن ذخیره‌شده ارتباط داده می‌شود و درك بهتري از تغییر تدریجي تأثیرات زیست‌محیطی (میزان انتشار دی‌اکسید کربن) و میزان کاهش اثر ایجادشده (ذخیره دی‌اکسید کربن در زمین) در اجراي یك سیستم CCUS از ابتدا تا پایان عملیات ایجاد می‌کند.

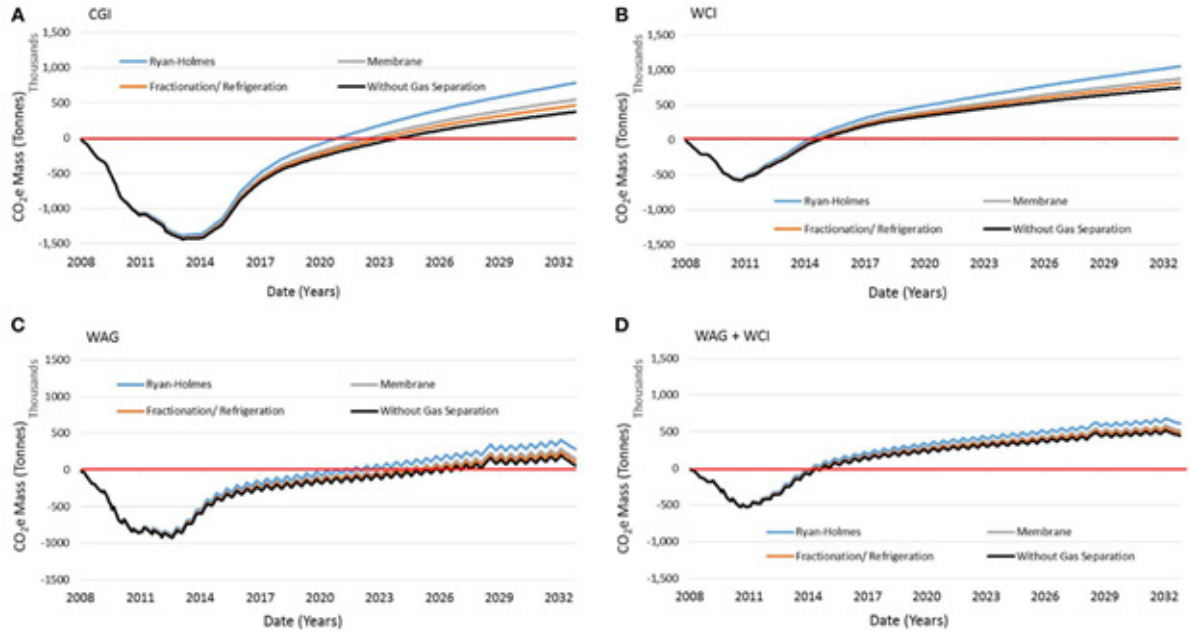
در تحلیل یك عملیات EOR_CO_2 در میدان نفتي Cranfield که یك مخزن کلستیك با عمق ۳۰۰۰ متر در میسیسیپي جنوبي آمریکا است، از روش d-LCA استفاده شد. در یك سناریوي تحلیل، منحنی‌های میزان تولید نفت، ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن و استفاده از دی‌اکسید کربن براي چهار راهبرد اخیر تزریق دی‌اکسید کربن در آمریکا ثبت شد: (۱) تزریق دائم گاز (CGI) که در آن دی‌اکسید کربن به‌طور مدام در لایه‌های داراي نفت تزریق می‌شود؛ (۲) تزریق متناوب آب و گاز (WAG)، که در آن جهت ایجاد یك جریان هم ساز و یکنواخت، جریان متناوبي از دی‌اکسید کربن و آب‌شور به مخزن تزریق می‌شود. (۳) تزریق پرده‌ی آب (WCI)، که در آن تزریق دائم گاز همراه با تزریق شناور آب (معمولاً در سطح تماس نفت و آب) صورت می‌پذیرد. (۴) مدل ترکیبي WAG + WCI (شکل‌های ۵ و ۶)

نتایج سیستم CCUS کامل (از استخراج محصول خام تا احتراق محصول تولیدشده ـ به‌اصطلاح از گهواره تا گور)، در یك برنامه‌ی شبیه‌سازی مدل EOR+ معمول آژانس بین‌المللی انرژي نشان می‌دهد که در تمام چهار سناریوي تزریق دی‌اکسید کربن، عملیات با رد پاي منفي کربن شروع می‌شود و بعد از چند سال رد پاي کربن در عملیات مثبت می‌شود (شکل ۷).

در سناریوي WAG دوره‌ی انتشار منفي طولانی‌تر است و بین ۱۴ تا ۱۸ سال به طول می‌انجامد (بسته به فناوري فرایند مورداستفاده براي جداسازي دی‌اکسید کربن از گازهاي دیگر مخزن در سطح زمین تا پیش از تزریق مجدد). فناوری‌های جداسازي گاز (براي مثال رایان_هولمز (Ryan-Holmes)، غشایي، تفکیکي و سردسازی)



شـکل ۶: (A) نرخ خالص استفاده از دی‌اکسـید کربن (دی‌اکسید کربن خریداری‌شـده‌ی موردنیاز براي تولید یك بشکه نفت). (B) نرخ ناخالص اسـتفاده از دی‌اکسید کربن (دی‌اکسید کربن خریداری‌شده به‌علاوه‌ی دی‌اکسید کربن بازیافت‌شده‌ی موردنیاز جهت تولید یك بشکه نفت). Mscf/STB: هزار فوت مربع به‌ازاي هر بشکه نفت تولیدشده. نونز_لوپز و همکارانش (۲۰۱۹).



شکل۷: تراز کربن (انتشارات دی‌اکسید کربن منهاي ذخیره‌ی دی‌اکسید کربن) در سیستم CCUS کامل براي چهار سناریوي تزریق. نونز_لوپز و همکارانش (۲۰۱۹)

به‌عنوان مقیاس مورداستفاده قرار گرفتند، زیرا این فناوری‌ها شدت کربن بالایي دارند.

این مطالعه شامل یك سناریوي شبیه‌سازی ذخیره‌ی حداکثري کربن پیشنهادي آژانس بین‌المللی انرژي (EOR+) نیز هست که در آن دی‌اکسید کربن اضافه‌ی ناشي از تأسیسات بازیافت براي استفاده و ذخیره‌سازی بلندمدت به شیوه‌ی ذخیره‌سازی پشته‌ای به یك سازند آب‌شور زیرساختي تزریق می‌شود. این سناریو ظرفیت چشم‌گیری در بهبود عملکرد زیست‌محیطی به نمایش می‌گذارد و درك بهتري از چگونگي مدیریت هم‌زمان فرایند ازدیاد برداشت نفت و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در سازند آب‌شور در روند بلوغ یك پروژه‌ی CCUS ایجاد می‌کند.

نتایج این مطالعه در شکل ۸ نمایش داده‌شده است. در این نمودار دوره‌ی انتشارات منفي در تمام سناریوها به‌طور چشمگیري افزایش‌یافته است. در سناریوي WAG، درصورتی‌که گازها در سطح زمین جداسازي نشوند، می‌توان نفت را از ۱۸ سال تا به‌طور بالقوه، تمام طول عمر پروژه‌ی ازدیاد برداشت با انتشار منفي تولید نمود.

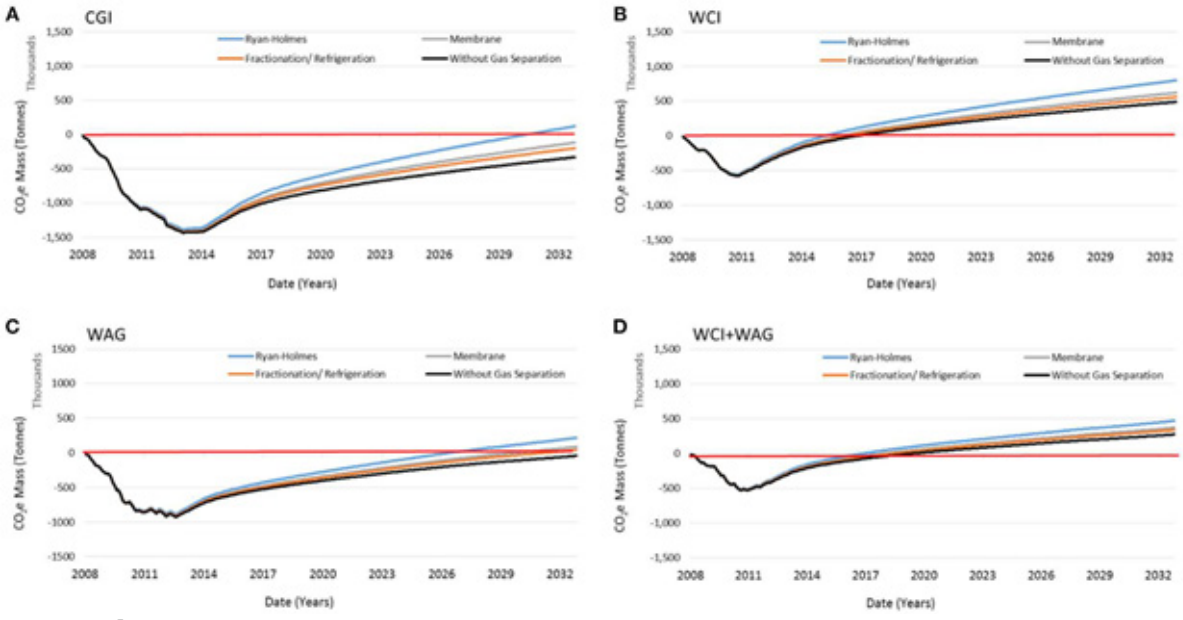
نتایجي شبیه به این، که نشان می‌دهند در تمام پروژه‌های EOR_CO۲ در طول چندین سال اول تولید، می‌توان نفت را با انتشار منفي تولید نمود، بسیار در زمینه‌ی مقابله با تغییرات آب و هوایي حیاتي و مهم هستند.

اقتصاد CCUS

این موضوع که EOR_CO۲ می‌تواند پلي باشد براي استفاده از فرایند CCUS در مقیاسي بزرگ‌تر، از این واقعیت منشأ می‌گیرد که درآمدهاي حاصل از فروش دی‌اکسید کربن برای متصدي عملیات ازدیاد برداشت، منجر به درآمدي مناسب براي جبران هزینه‌های استفاده از CCS جهت کاهش انتشارات صنایع سنگین می‌شود. این حقیقت، شالوده‌ی فرصت تسریع در استفاده‌ی تجاري وسیع از این روش به‌عنوان ابزاري براي مقابله با تغییرات آب و هوایي قرار گرفته است (موسسه‌ی فناوري ماساچوست، ۲۰۱۰). درآمد حاصل از فروش دی‌اکسید کربن در کارخانه‌های جذب آن، می‌تواند براي جبران هزینه‌ی فناوري جذب و حمل‌ونقل به یك سایت ازدیاد برداشت نفت کافي باشد. طبق اعلام «موسسه‌ی جهاني CCS» (۲۰۱۹)، براي مثال، این اقدام در تأسیسات CCS کارخانه‌هایی نظیر Enid Fertilizer، Terrell و Great Plains انجام شده است.

تعیین یك مخزن به‌عنوان موردي مناسب براي EOR_CO۲ از نظر زمین‌شناسی (آن‌گونه که در بخش قبل مورد بررسي قرار گرفت)، لزوماً به این معنا نیست که EOR_CO۲ از لحاظ اقتصادي نیز سودآور است. به‌طورکلی، هزینه‌های عملیات EOR_CO۲ بسته به سه پارامتر بیروني متغیر است: قیمت نفت، هزینه‌ی دی‌اکسید کربن و اعتبار مالیاتي تخصیص داده‌شده براي ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن (امین اتحادتوکل و همکارانش، ۲۰۱۴). بزرگ‌ترین هزینه‌ی یك پروژه‌ی EOR_CO۲، هزینه‌ی خرید دی‌اکسید کربن است. هزینه‌های مربوط به تأمین دی‌اکسید کربن، شامل هزینه‌های سرمایه‌ای تأمین دی‌اکسید کربن، تزریق و بازیافت ممکن است بین ۲۵ تا ۵۰ درصد هزینه‌ی یك بشکه نفت تولیدشده از محل عملیات ازدیاد برداشت نفت به روش EOR_CO۲ باشد (کوسکرا و همکارانش، ۲۰۰۹).

به دلیل فوق، متصدیان عملیات ازدیاد برداشت نفت، جریان تزریق را به‌گونه‌ای طراحي می‌کنند که استفاده از دی‌اکسید کربن به‌صورت بهینه صورت پذیرد و خرید آن به حداقل برسد. مخازن نفتي داراي هزینه‌های سرمایه‌ای بالاتر و نرخ استفاده‌ی نامطلوب‌تر از دی‌اکسید کربن (حجم دی‌اکسید کربن موردنیاز براي تولید هر یک بشکه نفت)، بدون بهره‌مندی از فناوری‌های پیشرفته و بسیار بهره‌ور EOR_CO۲ و مشوق‌های مالیاتي یا مشوق‌های مالي دیگر براي ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن، به اهداف اقتصادي مورد انتظارشان نمی‌رسند (آزمایشگاه ملي فناوري انرژي آمریکا، ۲۰۱۰). بهره‌وری در فرایند جابجایي و جایگزیني دی‌اکسید کربن،



شکل۸: تراز کربن (انتشارات دی‌اکسید کربن منهاي ذخیره‌ی دی‌اکسید کربن) در سیستم CCUS کامل با ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در سازند آب‌شور براي چهار سناریوي تزریق. نونز ـ لوپز و همکارانش (۲۰۱۹)

که مؤلفه‌های مهم اقتصادي، ازجمله نرخ تولید نفت، نرخ استفاده از دی‌اکسید کربن و بازیافت آن را کنترل می‌کند، تحت تأثیر مشخصات سنگ مخزن، کیفیت نفت، تاریخچه‌ی تولید و مشخصه‌های دیگر مختص به سایت پروژه قرار دارد (نونز-لوپز، ۲۰۱۹).

براي گذار به سمت انجام پروژه‌های EOR-CO۲ در مقیاس بزرگ با قابلیت ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن، متصدیان عملیات باید هزینه‌های اضافي ذخیره‌سازی را نیز محاسبه کنند؛ ازجمله: نظارت، اندازه‌گیری و ممیزي (MMV) و فعالیت‌های تکمیلي بیشتر که همگي بر هزینه‌های پروژه تأثیرگذار هستند. هزینه‌های اقتصادي کاهش انتشار از مراکز انتشار دی‌اکسید کربن، باید از هزینه‌های اضافي مربوط به ذخیره‌سازی کمتر باشد (آژانس بین‌المللی انرژي، ۲۰۱۵). گرچه شرکت‌هایی که روش EOR-CO۲ را به کار می‌برند معمولاً قیمت دی‌اکسید کربن را به‌طور عمومي اعلام نمی‌کنند، قیمت دی‌اکسید کربن براي ازدیاد برداشت نفت معمولاً با قیمت نفت ارتباط دارد. قانون کلي براي قیمتي که یك متصدي عملیات ازدیاد برداشت نفت براي خرید دی‌اکسید کربن می‌پردازد، حدود ۲ درصد از قیمت یك بشکه نفت وست تگزاس اینترمدیئیت به ازاي هر یک‌میلیون فوت مکعب (یا ۲۸۳۱۶/۸۵ مترمکعب) دی‌اکسید کربن است (کوسکرا و همکارانش، ۲۰۱۱؛ میدلتون و همکارانش، ۲۰۱۳).

تصمیم‌گیري‌هاي مختلف در خصوص طراحي پروژه و انتخاب‌هاي متصدي عملیات، بر درآمدهاي پروژه‌هاي EOR-CO۲ تأثیر می‌گذارند. هزینه‌های حمل‌ونقل و ذخیره‌سازی در گزارشي از سوي وزارت انرژي ایالات‌متحده (آزمایشگاه ملي فناوري انرژي، ۲۰۱۳) اعلام شده است و هزینه‌های مرتبط با ممیزي ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در طول مدت و پس از عملیات ازدیاد برداشت توسط گودک (Godec) و همکارانش (۲۰۱۷) تعیین و تبیین شده است. کینگ (King) و همکارانش (۲۰۱۳) هزینه‌های سیستم‌های ادغام عمودي (سیستم‌های تولیدي که بر مراحل تأمین، تولید و توزیع خود کنترل دارند) را موردمطالعه قرار دادند و دریافتند که استفاده از دی‌اکسید کربن حاصل از فعالیت‌های بشري در پروژه‌های ازدیاد برداشت در این نوع سیستم‌ها، منجر به ضرر و زیان می‌گردد (طبق اعلامیه‌ی رسمي درآمد، هزینه و سود و زیان آن‌ها)، اما در این میان، شرکت دولتي Deployment Work Group در عملیات CO۲-EOR خود با استفاده از دی‌اکسید کربن حاصل از فعالیت‌های بشري طبق گزارش‌های رسمي به سوددهی رسیده است (۲۰۱۶). مدل‌های کسب‌وکار متفاوت و داده‌های هزینه‌ای گوناگون مطالعه‌ی هزینه‌های پروژه‌ها را سخت می‌کند (جابلونوسکي (Jablonowski) و سینگ (Singh)، ۲۰۱۰).

چهارچوب‌هـای قانوني و حقوقي در ایالات‌متحده

در سال‌های ابتدایي دهه‌ی ۱۹۷۰، تلاش‌های دولت فدرال بر این بود که به‌جای تولید نفت از میدان‌های نفتي جدید، با اعطاي یارانه و رفع ریسک‌های مالي، پروژه‌های ازدیاد برداشت ثالثیه را به اجرا درآورد و از این طریق تولید داخلي و امنیت ملي را افزایش دهد (موسسه‌ی فناوري ماساچوست، ۲۰۱۰). قانون‌گذاری‌هایی مثل قانون سهمیه‌بندی فوریتي نفت در سال ۱۹۷۶، برنامه‌ی ملي انرژي رئیس‌جمهور در سال ۱۹۷۷ و مالیات بر درآمدهاي غیرمنتظره در دهه‌ی ۱۹۸۰ همگي به توسعه و پیشرفت فناوري EOR-CO۲ کمك کردند (دولاي (Doolay) و همکارانش، ۲۰۰۹). در سال ۱۹۸۶ مشوق‌هایی با عنوان مشوق‌های مالیاتي ازدیاد برداشت نفت توسط دولت فدرال ایالات‌متحده کدبندي شدند. این مشوق‌های مالیاتي بر هزینه‌های مربوط به خرید، نصب تأسیسات انتقال و تزریق دی‌اکسید کربن اعمال گشتند و افزایش رشد ملي در پروژه‌های EOR-CO۲ را به ارمغان آوردند (آزمایشگاه ملي فناوري انرژي آمریکا، ۲۰۱۰).

درحالی‌که زمین‌شناسان و مهندسان به‌طور روزافزون در خصوص قابلیت فرایند ازدیاد برداشت در ذخیره‌سازی عملي دی‌اکسید کربن به اطمینان رسیده‌اند، هنوز ریسک‌های متعدد مربوط به تنظیم قوانین و مقررات و امور مالي در حوزه‌ی CCS در مسیر انجام پروژه‌های EOR-CO۲ وجود دارد. نقش یك چهارچوب حقوقي و قانوني در افزایش بهره‌برداری تجاري از CCS و انطباق ارتباطات پیچیده در آن بسیار حیاتي است.

تاکنون، نوسانات در حمایت‌ها، تأمین منابع مالي و فوریت بخشي به پروژه‌ها موجب کندي در استقرار و بهره‌برداری از سیستم CCS شده است. پشتیباني از پیشرفت‌های فناورانه ي جدید، مستلزم تعهدات سیاسي است. اولین تأییدیه‌ها در خصوص تعیین قوانین و مقررات جهت رفع ریسک‌های مربوطه و پذیرش ماهیت بلندمدت CCS در اصلاحات اولیه‌ی پروتکل لندن و کنوانسیون OSPAR صورت گرفت (هورکرافت (Hovercroft) و همکارانش، ۲۰۱۸). از آن زمان تاکنون، پنج مدل اصلي قانون‌گذاری و چهارچوب نظارتي برای این حوزه پدید آمده است که نقشه‌های راه چهارچوب‌های آینده را تعیین می‌کنند. عناوین این پنج مدل به‌طور خلاصه در ذیل آمده است:

- تنظیم قوانین و مقررات مستقل در خصوص CCS به‌عنوان یك فناوري مستقل
- تنظیم قوانین و مقررات مستقل محدود به پروژه‌های خاص
- انطباق یا اصلاح نظام‌های قانونی نفت و گاز موجود
- ایجاد نظام‌های مرکب از پیوند یك نظام مستقل با قوانین و مقررات اصلاح‌شده‌ی موجود.
- انطباق قوانین زیست‌محیطی موجود براي ایجاد یك نظام جامع CCS

CO۲-EOR در ایالات‌متحده از تاریخچه‌ی طولاني توسعه‌ی صنعت نفت و گاز فایده برده است، به‌ویژه در تگزاس که در آن اولین پروژه‌ی CO۲-EOR در مقیاس وسیع در اوایل دهه‌ی ۱۹۷۰ در میدان Permin Basin در منطقه‌ی SACROC به نمایش درآمد (هیل (Hill) و همکارانش، ۲۰۱۳). از آن زمان به بعد، چهارچوب حقوقي و نظارتي ایالات‌متحده در خصوص CO۲-EOR (براي مثال، حقوق معدني و مطالعه‌ی داده‌های تحت‌الارضی) به‌طور گسترده مورد رسیدگي و نظارت قرارگرفته است (کوسکرا و همکارانش، ۲۰۱۱). با توجه به این‌که هدف اولیه از تزریق دی‌اکسید کربن، ازدیاد برداشت ثالثیه‌ي نفت و کسب سود اقتصادي بود و در آن ذخیره‌سازی دائم مدنظر نبود، چهارچوب کنوني ایالات‌متحده در خصوص CO۲-EOR به‌طور گسترده‌ای بر اساس قوانین و مقررات جاري نفت و گاز است. چهارچوب‌های جدید براي CCS جهت ایجاد

تمایز بین تزریق دی‌اکسید کربن به‌منظور ذخیره‌سازی دائم و تزریق دی‌اکسید کربن براي ازدیاد برداشت نفت ایجاد شده‌اند.

بسیاري از پروژه‌های فعال حال حاضر در ایالات‌متحده از ابتکارات سیاستي ترکیبي بهره می‌برند. براي مثال می‌توان از پروژه‌ی «انرژي پاك تگزاس» در این خصوص نام برد که شامل ترکیبي از سرمایه‌گذاری‌های خصوصي به پشتوانه‌ی کمک‌هزینه‌های دولت فدرال (براي مثال تأمین منابع مالي وزارت انرژي)، اعتبارات مالیاتي فدرال و مصوبه‌های قانوني است (کاپتاکي (Kapetaki) و اسکوکرافت (Scowcroft)، ۲۰۱۷). با توجه به این‌که جذب و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در حال حاضر از بازار مستقیمي برخوردار نیست، در سال‌های اخیر ارائه‌ی مشوق‌های دولتي بیشتر در دستور کار قرار گرفته است. در فوریه‌ی ۲۰۱۸، اعتبار مالیاتي کد ۴۵Q تحت قانون FUTURE پس از اعمال اصلاحات به جریان افتاد. این مشوق براي یك دوره‌ی ۱۰ ساله در دو مرحله به ترتیب به ۳۵ دلار و ۵۰ دلار به ازاي هر تن دی‌اکسید کربن افزایش یافت. این مشوق جدا از عملیات EOR-CO_2 به استفاده از دی‌اکسید کربن در کاربردهای دیگر نیز اختصاص یافت (براي مثال جهت تبدیل دی‌اکسید کربن جذب‌شده به سوخت). همچنین محدودیت لزوم جذب حداقل ۷۵ میلیون تن دی‌اکسید کربن براي تخصیص این مشوق نیز برداشته شد. (زاپانتیس (Zapantis) و همکارانش، ۲۰۱۸). اصلاحات افزایشي در خصوص ۴۵Q در راستاي بسیاري از توصیه‌های «کارگروه دولتي استقرار و بهره‌برداری از فناوري EOR-CO_2» قرار دارد.

در سال ۲۰۱۵، آژانس حفاظت از محیط‌زیست آمریکا (EPA) یك راهنماي تنظیم مقررات صادر نمود که طبقه‌بندی دی‌اکسید کربن تزریقي براي ازدیاد برداشت نفت را به‌عنوان دی‌اکسید کربن «ذخیره‌شده» مقدور ساخت (موسسه‌ی جهاني CCS، ۲۰۱۵). فعالیت‌های تزریق دی‌اکسید کربن براي ازدیاد برداشت نفت در برنامه‌ی کنترل تزریق تحت‌الارضی (UIC) در آژانس حفاظت از محیط‌زیست آمریکا تحت طبقه‌بندی Class II قرار می‌گیرند. در مقابل جداسازي و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در زیرزمین در طبقه‌بندی Class VI قرار می‌گیرد و بیشتر ایالات در قبال اجراي آن مسئولیت با الزام درجه‌ی یك دارند (primary enforcement authority). آژانس حفاظت از محیط‌زیست آمریکا راهنمایي را در خصوص چگونگي تغییر وضعیت یك پروژه‌ی EOR-CO_2 به یك پروژه‌ی ذخیره‌سازی تحت طبقه‌بندی Class VI صادر کرده است (آژانس حفاظت از محیط‌زیست، ۲۰۱۳). سایت‌های EOR-CO_2 که به دنبال این تغییر وضعیت هستند باید در خصوص افزایش الزامات نظارتي نظیر کنترل و ممیزي عملیات ذخیره‌سازی خود برنامه‌ریزی کنند (ادلمن (Adelman)، ۲۰۱۸).

تحت بند RR و UU قانون هواي پاك، تأسیسات EOR-CO_2 ملزم به ارائه‌ی گزارش سالانه‌ی داده‌های گازهاي گلخانه‌ای خود به آژانس حفاظت از محیط‌زیست آمریکا هستند. بند RR به تأسیسات تزریق دی‌اکسید کربن براي جداسازي (Sequestration) و بند UU به تأسیسات تزریق دي‌اکسید کربن در زمین براي هر منظوري، ازجمله ازدیاد برداشت نفت و گاز می‌پردازد. اولین ویرایش استاندارد غیر الزام‌آور تحت استاندارد ISO ۲۷۹۱۶:۲۰۱۹ با عنوان «جذب، حمل و ذخیره‌سازي دي‌اکسید کربن در زمین ـ ذخیره‌سازي دي‌اکسید کربن تحت عملیات ازدیاد برداشت نفت (EOR-CO_2)» در ژانویه‌ی ۲۰۱۹ براي کمك به متصدیان عملیات براي حل پیچیدگی‌های پیشین احتساب EOR-CO_2 در زمره‌ی پروژه‌های ذخیره‌سازی بلندمدت انتشار یافت؛ ازجمله براي کمك به نحوه‌ی احتساب دی‌اکسید کربن ویژه‌ی ازدیاد برداشت به‌عنوان دی‌اکسید کربن ذخیره‌شده و تفکیك دی‌اکسید کربن داراي منشأ بشري، از منابع داراي منشأ غیر بشري. این محاسبه‌ی استاندارد شامل انتشار دی‌اکسید کربن در طول چرخه‌ی عمر محصول نیست (سازمان بین‌المللی استانداردسازی، ۲۰۱۹).

نقش EOR-CO_2 در تصویر بزرگ‌تری از کربن‌زدایی

آخرین گزارش ویژه‌ی هیئت بین دولتي تغییرات آب و هوایي (IPCC,۲۰۱۸) تحول گسترده‌تری در سیستم جهاني انرژي را خواستار می‌شود که مستلزم کربن‌زدایی فوري براي مقابله با اثرات تهدیدکننده‌ی تغییرات آب و هوایي است. استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر و بهره‌وری در مصرف انرژي به‌عنوان مقرون‌به‌صرفه‌ترین راه‌های دست‌یابی به ۹۰ درصد از اهداف کاهش انتشار شناخته می‌شوند و در کنار آن‌ها، CCUS در بیشتر مدل‌ها به‌عنوان حیاتی‌ترین فناوري در مقابله با تغییرات آب و هوایي پذیرفته شده است. سناریوي توسعه‌ی پایدار آژانس بین‌المللی انرژي (SDS) ۷ درصد از کل کاهش انتشارات را تا سال ۲۰۴۰ از طریق استفاده از CCUS محقق می‌داند.

لزوم کاهش انتشار گازهاي گلخانه‌ای غیرقابل‌انکار است، اما موضوع کربن‌زدایی از سیستم‌های انرژي پیچیده است، زیرا جوامع توسعه‌یافته و درحال‌توسعه هنوز به سوخت‌های فسیلي متکي هستند. بعضي از کشورهاي درحال‌توسعه به‌صورت توجیه‌پذیر در برابر تقبل هزینه‌های کربن‌زدایی مقاومت می‌کنند و معتقدند دخالتي در ایجاد این مسئله‌ی جهاني ندارند و کشورهاي توسعه‌یافته مسئول آن هستند. هم‌زمان، کشورهاي توسعه‌یافته نیز در شرایط اقتصاد رقابتي جهان از پذیرش این هزینه‌ها به‌تنهایی سر باز می‌زنند.

بر اساس آمار انرژي جهاني آژانس بین‌المللی انرژي (۲۰۱۸)، انرژی‌های بادي و خورشیدي هنوز کمتر از ۵ درصد و سوخت‌های فسیلي همچنان به‌طور پیوسته ۸۰ درصد از انرژي موردنیاز جهان را تأمین می‌کنند. بدون تردید، سوخت‌های فسیلي در حال حاضر شالوده‌ی انرژي جهان هستند و فعالیت‌های جوامع جهاني با اتکا به آن‌ها صورت می‌پذیرد. در این شرایط، ایجاد تغییر ناگهاني در ترکیب این شالوده، اقتصاد جهان و عناصر مهم جامعه‌ی مدرن امروزي را ناپایدار می‌سازد.

گذار انرژي مستلزم یك برنامه‌ی اقدام متوازن است که در آن CCUS نقشي حیاتي ایفا می‌کند. چراکه تنها فناوري است که در مقیاسي به‌اندازه‌ی کافي بزرگ، به‌طور قابل‌توجهی از انتشارات نیروگاه‌های گازي و زغال‌سنگی می‌کاهد و همچنین تنها فناوري است که از طریق آن می‌توان صنایعي مثل فولاد، سیمان و پتروشیمي را کربن‌زدایی نمود (بوي (Boi) و همکارانش، ۲۰۱۸). بدون فناوری‌های دیگر استفاده از کربن که به‌سرعت در حال ظهور و سبقت از

EOR_CO۲ هستند، فناوری‌های انتشار منفي مثل انرژي زيستي همراه با BECCS(CCS) و جذب مستقيم دی‌اکسيد کربن از هوا (DAC) مستلزم ذخيره‌سازی کربن در زمين خواهند بود. درواقع بدون ايجاد امکان مصرف کربن در کاربردهای جديد، کربن جذب‌شده از طريق فناوری‌های مربوطه مثل CCS و BECCS و DAC را تنها می‌توان در زمين ذخيره کرد.

ابزار کربن‌زدايی در CCUS، انبوه دی‌اکسيد کربن جذب‌شده‌ای است که می‌توان آن را طي عمليات ازدياد برداشت در ذخاير نفتي ذخيره کرد. دی‌اکسيد کربن جذب‌شده را می‌توان با ردپاي کربن يکسان با فرايند ازدياد برداشت در سازندهاي آب‌شور نيز ذخيره نمود.

ضمناً، EOR_CO۲ اين قابليت را دارد که بتوان از طريق آن، براي حفاظت از زيربناي انرژي، نفت کم‌کربن توليد کرد و جهت يافتن راه‌حل‌های بلندمدت در خصوص مسئله‌ی تغييرات آب و هوايي فرصتي حياتي مهيا نمود.

چشم‌انداز آينده‌ی توليد نفت با انتشارات منفی: افزايش برای مقابله با تغييرات آب و هوايی

ذخيره‌سازی کربن در فرايند ازدياد برداشت نفت در مقياس صنعتي با چالش‌های متعددي روبه‌رو است. درآمدهای حاصل از ازدياد برداشت نفت بايد با اقداماتی که موجب کاهش هزينه‌های اين پروژه‌ها در مقياس تجاري می‌شود هماهنگ باشد؛ اقداماتي مثل ماليات گذاري بر کربن (بازدارنده – اصطلاحاً، چماق)، اعطاي اعتبارات مالياتي (مشوق_ اصطلاحاً، هويج)، تنظيم قوانين و مقررات انتشار کربن، کمک‌هزينه‌های سرمايه‌ای و مالکيت دولتي تأسيسات CCS (موسسه‌ی جهاني CCS، ۲۰۱۹).

تنها ۹ ذخيره‌گاه طبيعي دی‌اکسيد کربن با ارزش تجاري در آمريکا باقي مانده است که در سال ۲۰۱۰ حدود ۸۵ درصد از کل دی‌اکسيد کربن موردنياز آمريکا را تأمين کردند. دی‌اکسيد کربن جذب‌شده از گاز طبيعي و تبديلات هيدروکربني منبع اکثر دی‌اکسيد کربن باقی‌مانده براي استفاده در فرايند ازدياد برداشت نفت است (دي پيترو (DiPietro)، ۲۰۱۲). کمبود دی‌اکسيد کربن، رشد ازدياد برداشت نفت را محدود می‌کند (بنسون (Benson) و همکارانش، ۲۰۱۲). تحقيقات موسسه‌ی بين‌المللی منابع پيشرفته (ARI) نشان می‌دهد که بين ۴ تا ۴۷ ميليارد بشکه از منابع نفت داخلي آمريکا با استفاده از روش EOR_CO۲ و صرفه‌ی اقتصادي، قابل‌برداشت است و حداقل ۸ ميليارد تن دی‌اکسيد کربن را می‌توان طي عمليات ازدياد برداشت ذخيره‌سازی کرد (موسسه‌ی بين‌المللی منابع پيشرفته (ARI)، ۲۰۱۱).

به فرض اين‌که توليد برق با استفاده از انرژی‌های تجديد پذير افزايش يابد و جايگزين توليد برق فسيلي گردد، دی‌اکسيد کربن ناشي از فعاليت‌های صنعتي (کارخانه‌های ذوب فولاد، توليد سيمان و پتروشيمی‌ها) همچنان بخش اعظم انتشارات را تشکيل خواهند داد. اين منابع انتشار، اغلب به‌عنوان منشأ ناگزير انتشار در نظر گرفته می‌شوند، زيرا گزينه‌ی جايگزيني براي کربن‌زدايی از آن‌ها وجود نخواهد داشت. تنها راه کربن‌زدايی از آن‌ها CCS است.

براي اينکه ارزش روش EOR_CO۲ در مقابله با تغييرات آب و هوايي قابل‌توجه باشد، منابع دی‌اکسيد کربن مورداستفاده در اين پروژه‌ها بايد به منابع دی‌اکسيد کربن جذب‌شده از فعاليت‌های صنعتي يا منابع حاصل از فناوري جذب مستقيم کربن از هوا (DAC) تغيير يابد. ترکيب فناوري DAC با EOR_CO۲ در مقياس تجاري، هدف پروژه‌ی اخير دو شرکت Carbon Engineering و Oxy Low Carbon Ventures است که در آن طراحي تأسيسات DAC براي جذب مستقيم سالانه ۵۰۰۰۰۰ تن دی‌اکسيد کربن از جو زمين، جهت استفاده در عمليات ازدياد برداشت نفت و ذخيره‌سازی در ميدان نفتي Permian Basin در دست انجام است (موسسه‌ی جهاني CCS، ۲۰۱۹). اين پروژه به‌عنوان «بزرگ‌ترين تأسيسات جذب مستقيم کربن از هوا و ذخيره‌سازی» مطرح است. بااين‌وجود، براي اين‌که به‌اندازه‌ی لازم رشد يابد تا بر کاهش انتشارات در سطح ملي اثر قابل‌ملاحظه‌ای داشته باشد، جذب دی‌اکسيد کربن در آن بايد در سطح تمام بخش‌ها صورت پذيرد و با گسترده‌ترين چشم‌اندازها و پيش‌بينی‌های اقتصادي آغاز گردد.

باين (Bain) و همکارانش (۲۰۱۷) به اين نتيجه رسيده‌اند که بر اساس ميزان غلظت جريان دی‌اکسيد کربن (ايجاد هزينه‌ی کمتر)، ميزان دخالت نسبي در انتشارات کلي فرايندهاي صنعتي و ميزان مجاورت با مخازن بالقوه‌ی ذخيره‌سازی دی‌اکسيد کربن، بهترين راه اقدام، اولويت‌دهی فعاليت‌های جذب اوليه به تأسيسات توليد اتانول، سيمان و صنايع آمونياك و نهايتاً کارخانه‌های فراوري گاز طبيعي و توليد اتيلن اکسايد است.

ماهيت اصلي توسعه، مستلزم تخصيص زمان زياد و سرمايه‌گذاری‌های مالي فراوان است. بر همين اساس است که زنجيره‌ی ارزش يك پروژه‌ی جذب، انتقال و ذخيره‌سازی دی‌اکسيد کربن نيز کامل می‌شود. به همين دليل، دی‌اکسيد کربن ناشي از فعاليت‌های بشري براي ذخيره‌سازی بايد در حجم وسيع تأمين شود (مارستون (Marston)، ۲۰۱۸). اولين بهره‌برداران از اين پروژه‌ها نيز در معرض خطر از دست رفتن ارزش زيرساخت‌ها، به گل نشستن دارايی‌ها و از دست دادن بازار هستند و بانک‌ها و شرکت‌های بيمه‌ای که بيمه‌نامه‌های پر ريسك ارائه می‌کنند می‌توانند اين ريسک‌ها را جبران کنند (زاپانتيس (Zapantis) و همکارانش، ۲۰۱۹). بااين‌وجود، دولاي و همکارانش (۲۰۱۰) اظهار می‌کنند در ابتداي توسعه‌ی اين فناوري که ميزان دی‌اکسيد کربن موجود کم است و قيمت آن رو به رشد است، انحصار چندوجهی (Oligopoly) به وجود می‌آيد؛ يعني تعداد اندکي از تأمين‌کنندگان کنترل تأمين و عرضه‌ی آن را به دست می‌گيرند. با افزايش بيشتر منابع موجود دی‌اکسيد کربن ناشي از فعاليت‌های بشري، براي ايجاد ثبات ارزش بايد قيمت آن تثبيت شود.

مشکل توسعه که فناوري CCS با آن مواجه است عمدتاً نتيجه‌ی کافي نبودن ارزش کربن است. اين امر سرمايه‌گذاری‌های بخش خصوصي را با ريسك مواجه می‌کند. اين مشکل به کمك مؤسسات شبه بانکداري که ظرفيت کاهش اين ريسك را دارند و از طريق سياست‌گذاری و تنظيم مقررات رفع می‌شود (زاپانتيس و همکارانش، ۲۰۱۹). توسعه‌ی زيرساخت خط لوله‌ی انتقال دی‌اکسيد کربن بين مشتريان و تأمين‌کنندگان دی‌اکسيد کربن ناشي از فعاليت‌های بشري که جهت تحقق سناريوي طراحی‌شده براي سياست

آب و هوايي آمريكا لازم است، در مقايسه با پروژه‌های خط لوله در بخش‌های ديگر كاملا جديد است (واليس (Wallace) و همكارانش، ۲۰۱۵). تغيير تمركز بازار از ارزش نفت به كاهش تغييرات آب و هوايي، مستلزم تأمين منابع مالي بيشتر براي گذار از سخت‌ترين مراحل توسعه‌ی فناوري (اصطلاحاً «دره‌ی مرگ فناوري») است كه بسياري از فناوری‌های در حال ظهور با آن روبه‌رو هستند (منظور فناوری‌هايی است كه از لحاظ فني اثبات شده‌اند، اما قادر به گذار از شكاف موجود در مسير تجاري شدن نيستند). به دليل اين‌كه شركت‌ها در حال حاضر فناوری‌ها را خارج از يك چهارچوب سياستي و اقتصادي پايدار به كار می‌بندند، بخش خصوصي ريسک‌های اقتصادي، فني، ساخت‌وساز و عمليات را به عهده می‌گيرد، اما اين ريسک‌ها را می‌توان تا حدودي از طريق ايجاد يك زيرساخت سياستي كاهش داد.

كمبود نظام جامع تنظيم قوانين و مقررات در خصوص CCS توسط بسياري از كارشناسان به‌عنوان مانع اوليه‌ی استقرار و بهره‌برداری از اين فناوري ذكر شده است (ديويس (Davies) و همكارانش، ۲۰۱۳). تركيب جاري سياست‌های فدرال و ايالتی آمريكا امري است كه كارگروه دولتي بهره‌برداری از EOR_CO۲، (۲۰۱۶) انجام درست آن را امري بسيار دشوار براي مجريان پروژه‌ها توصيف می‌كند. اين كارگروه توصيه می‌كند كه مجلس اقدام به تنظيم قراردادهاي فدرال پايدارسازي قيمت يا قراردادهاي مابه‌تفاوت (CfD) نمايد و از اين طريق نوسانات قيمت بين تشكيلات جذب دی‌اكسيد كربن و متصديان عمليات ازدياد برداشت نفت را كاهش دهد (در پروژه‌های غير ادغام يافته‌ی عمودي ـ پروژه‌هايی كه مجري بر مراحل تأمين، توليد و توزيع خود كنترل ندارد) و درنتيجه، انتشار اوراق قرضه‌ی معاف از ماليات براي فعاليت‌های بخش خصوصي (PABs) و مشاركت‌های عمومي همراه با مزيت‌های مالياتي (MLPs) را براي توسعه‌ی فعاليت‌های جذب كربن توجيه‌پذير سازد و از اين طريق شرايط استقراض و تأمين دارايي را جهت اجراي اين پروژه‌ها مطلوب سازد. براي چهارچوب بندي تنظيم قوانين و مقررات و نظارت بر فعاليت‌های CCS مدل‌های تعميم‌يافته‌ای وجود دارد كه از ظرفيت پشتيباني از توسعه‌ی اين پروژه‌ها در مقياس تجاري برخوردار هستند (اكينز و همكارانش، ۲۰۱۷، ص ۸۳؛ جاكوبز (Jacobs) و كريگ (Craig)، ۲۰۱۷).

شناسايی و بررسی ظرفيت‌های EOR-CO۲ در ايران

در ايران، مطالعات زيادي در خصوص ظرفيت‌های روش CO۲_EOR جهت ازدياد برداشت نفت از مخازن ميدان‌های نفتي كشور صورت گرفته است و پروژه‌هايی در قالب شبيه‌سازی فرايند تزريق دی‌اكسيد كربن در مخازن با هدف ازدياد برداشت نفت در حال انجام است. ازجمله مهم‌ترين اقدامات صورت گرفته، مطالعات آزمايشگاهي تزريق دی‌اكسيد كربن در مخزن آسماري ميدان رامين، تحت مديريت شركت ملي مناطق نفت‌خيز جنوب است كه در ذيل خلاصه‌ای از وضعيت اين پروژه ارائه می‌گردد:

هدف از انجام پروژه مذكور، مطالعه و بررسي آزمايشگاهي تأثير تزريق گاز دی‌اكسيد كربن در مخزن آسماري ميدان رامين می‌باشد. در اين پروژه اثر تزريق دی‌اكسيد كربن بر پارامترهاي مؤثر سنگ و سيال ازجمله تغييرات نفوذپذيري سنگ مخزن و تشكيل انواع رسوب جامد بررسي خواهد شد.

ضرورت تحقيق: اعمال روش مناسب افزايش برداشت از مخازن نفتي يكي از مهم‌ترين عملياتي است كه در طول عمر يک مخزن بر روي آن انجام می‌شود. بر اساس مطالعات انجام‌شده در شركت ملي مناطق نفت‌خيز جنوب، ضريب بازيافت از مخزن آسماري ميدان رامين حدود ۷ درصد پيش‌بيني‌شده است. با توجه به حجم درجاي اوليه‌ی نفت مخزن، افزايش يک درصد ضريب بازيافت با قيمت هر بشكه نفت ۵۰ دلار (در زمان ارائه‌ی گزارش پروژه مذكور) معادل ۴۵۰ ميليون دلار خواهد شد. لذا بكار گيري روش ازدياد برداشت مناسب از اقدامات الزامي و مهم اين مخزن جهت تداوم توليد نفت می‌باشد.

اثربخشی: با توجه به نزديک بودن ميدان رامين به نيروگاه‌های رامين و نيروگاه زرگان، منابع CO۲ در منطقه اهواز فراهم مي‌باشد. لذا جهت ذخيره‌سازی و ايجاد ارزش‌افزوده اقتصادي به‌واسطه ازدياد برداشت، يافتن ميدان نفتي مناسب جهت تزريق CO۲ ضروري مي‌باشد. به‌واسطه انجام اين پروژه و فازهاي تكميلي، برنامه و الگويی مناسب جهت تزريق CO۲ و درنتيجه توليد نفت_ كه ماحصل فازهای غربالگري، آزمايشگاهي و مدل‌سازی آزمايشگاهي می‌باشد_ ارائه خواهد شد.

در همين رابطه طبق اظهارات مسئولين، طرح تزريق CO۲ در مخزن آسماری ميدان رامين، افزون بر پروژه‌های تزريق گازهای هيدروكربوری كه بيش از چهار دهه است در مناطق اجرا می‌شوند، تزريق گازهای غير هيدروكربوری نظير دی‌اكسيد كربن نيز در برنامه مطالعاتی و امكان‌سنجی مناطق قرار دارند. مطالعه جامع ميدان رامين بر مفيد بودن تزريق دی‌اكسيد كربن تأكيد دارد و فاز آزمايشگاهی اين پروژه، به‌تازگی به پايان رسيده است. گام بعدی، امكان‌سنجی و طراحی تأسيسات روسطحی پروژه و بررسی اقتصادی طرح است. در صورت موفقيت‌آميز و اقتصادی بودن، ظرفيت جديدی به توليد و ذخاير مناطق نفت‌خيز جنوب اضافه می‌شود.

نتيجه گيری

ازدياد برداشت نفت از طريق تزريق دی‌اكسيد كربن به ميدان نفتي (CO۲_EOR) در چند سال اول عمليات ازدياد برداشت از ظرفيت كربن‌زدايی برخوردار است. زمان‌بندی كاهش انتشار خالص در عمليات ازدياد برداشت نفت (در سال‌های ابتدايي و نه در سال‌های آخر) به دليل ضرورت كاهش سريع تغييرات آب و هوايي از اهميت حياتي برخوردار است. سودآوري كوتاه‌مدت در اين فرصت كاهش تغييرات آب و هوايي، استقرار و بهره‌برداری از فناوري CCS را به‌طوركلی تسريع می‌كند و انجام تحقيقات را جهت حمايت از اين هدف، از لحاظ اقتصادي انگيزه می‌بخشد. با حداكثر سازي بودجه‌ی جهاني كربن‌زدايی، فناوري CCS به يك فناوري فزاينده مهم در اين زمينه تبديل می‌شود.

روش CO۲_EOR تنها گزينه‌ی استقراريافته‌ی تجاري در استفاده از كربن است كه ذخيره‌سازی دائم دی‌اكسيد كربن جذب‌شده را در مقياس وسيع ميسر می‌سازد و فناوري CCS تنها فناوري است كه صنايعي نظير فولاد، سيمان و پتروشيمي را می‌توان از طريق آن كربن‌زدايی نمود. ذخيره‌سازی كربن در پيوند با عمليات

ازدیاد برداشت نفت، می‌تواند به‌عنوان بخشي از بازار جاافتاده‌ی حال حاضر، به يك فعاليت سودآور بدل گردد و انتشار گازهاي گلخانه‌ای را نیز کاهش بخشد. تا زماني كه استفاده از كربن تحت فناوري CCUS در كاربردهاي ديگر از روش EOR_CO۲ بيشتر گردد، فناوری‌های کربن‌زدایی نظیر BECCS و DAC مستلزم امكانات مكمل ذخيره‌سازی كربن در زمين هستند و دانش مخزن گردآمده از پروژه‌های ازدياد برداشت حتي در صورت كاهش توليد و مصرف نفت ارزشمند و حائز اهميت باقي خواهد ماند.

روش EOR_CO۲ در بطن توليد انرژي و حفاظت از محيط‌زيست قرار دارد و بازتابي از كشمكش‌های مختلف در رقابت ميان قطب‌های جهان است. اين فناوري از دهه‌ها تجربه‌ی فني و سياست‌گذاری تحت چهارچوب تنظيم قوانين و مقررات در حوزه‌ی نفت و گاز بهره‌مند است؛ درحالی‌كه فناوري CCS عمدتاً تحت چهارچوب جداگانه‌ی قوانين زيست‌محيطی قرار دارد. با افزايش تمايل به استفاده از CO۲_EOR و مقرون‌به‌صرفه‌تر شدن آن جهت توسعه‌ی زيرساخت‌های CCS چهارچوب‌های حقوقي و قانوني هر دو حوزه بايد همساز شوند تا ذخيره‌سازی كربن ايجادشده از طريق EOR_CO۲ به‌واسطه‌ی مستندسازي و رويه‌سازی‌های قدرتمند موردحمايت قرار گيرد.

توسعه‌ی وسيع فناوری‌ها زمان‌بر است، اما بی‌سابقه نيست. مستقيم‌ترين نتيجه‌ی اين‌گونه توسعه‌ی گسترده و تحول‌آفرين كه EOR_CO۲ لازم دارد توسعه‌ی منابع گاز طبيعي غيرمتعارف است. با استخراج منابع متعارف نفت و گاز طبيعي موجود، زيرساخت‌های گاز طبيعي غيرمتعارف طي حدوداً يك دهه يك تقاضاي انبوه حياتي در بازار آمريكا ايجاد كردند كه از آن به توسعه‌ی غيرمترقبه تعبير می‌شود (انستيتوي فناوري ماساچوست، ۲۰۱۰). با تمركز مجدد اقتصاد بر آينده‌ای كم‌كربن، آنچه پيش‌ازاين به‌عنوان گزينه‌ای براي كاهش تغييرات آب و هوايي مورد غفلت واقع شده بود، ممكن است به اساس تشكيل يك بازار بزرگ چندجانبه تحت چهارچوب فناوري جذب، ذخيره‌سازی و استفاده از كربن بدل گردد. ازدياد برداشت نفت راهي است كه با استفاده از آن در زيرساخت‌های موجود می‌توان از بهاي كربن براي ايجاد يك فناوري كاهش تغييرات آب و هوايي در سيستم در حال تغيير انرژي استفاده نمود.

منابع:

- نشریه Frontiers in climate
- پورتال وزارت نفت جمهوري اسلامي ايران
- https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00005

راهبرد شرکت های بزرگ نفت و گاز در تحقق اهداف انتشار خالص صفر

اعظم محمدباقری، شیرین رضایی عدل، سید علیرضا واعظ
پژوهشگران موسسه مطالعات بین المللی انرژی

مقدمه

بر اساس ششمین گزارش کارگروه بین المللی تغییر آب و هوا [1] (IPCC) ، جهان فرصت کمي براي محدود نمودن افزایش دمای زمین به ۱/۵درجه دارد و چنانچه اکنون اقدام جدي به منظور دستیابي به انتشار خالص صفر نداشته باشد دیگر نمي تواند به این مهم دست یابد. در این شرایط انتظار بر آن است که شرکت هاي بزرگ نفت و گاز با تغییر مدل هاي کسب و کار خود تأثیر به سزایي در مسیر انتشار خالص صفر داشته باشند. با وجود همراهي این شرکت ها با موضوعات «محیط زیستی، اجتماعی و حاکمیتی» [2] (ESG) در جهت کاهش انتشار و پیش‌بیني‌هایي که نشان از رسیدن جهان به نقطه‌ی اوج تقاضای نفت دارد، رکود ناشي از همه گیری کرونا افق بازار نفت و گاز را با وخامت بیشتر مواجه کرده است. سرمایه گذاران این حوزه به طور فزاینده ای به دنبال موقعیت هایی هستند که ریسک قرار گرفتن آنها در معرض تغییرات آب و هوایی را کاهش دهد. همچنین احتمال رخداد دارایی های سرگردان، که نتیجه ی اجتناب ناپذیر تغییرات می باشد، اندک شود.

بر اساس آنالیزهای انجام شده توسط وال استریت ژورنال، تنها در سه فصل اول سال ۲۰۲۰، شرکت های نفت و گاز در آمریکای شمالی و اروپا شاهد کاهش ارزش تقریبی ۱۰ درصدی سهم بازار خود بودند. درحالی‌که دیدگاه‌ها نسبت به سرمایه‌گذاری در حوزه‌ی نفت و گاز در کوتاه‌مدت به دلیل قیمت هاي بالاي نفت و گاز مثبت است، احساس سرمایه‌گذاران این بخش ها، در بلندمدت قطعاً به دلیل توجه روزافزون به پایداری محیط‌زیست پیچیده خواهد بود. اغلب سرمایه‌گذاران بر این باورند که اوج تقاضای نفت در سال ۲۰۳۰ خواهد بود و در دهه‌ی بعدی سهام شرکت‌های نفت و گاز در سبد سرمایه‌گذاری نقش فزاینده‌ای ایفا نخواهد کرد. آنها بر این باورند که با پررنگ شدن مباحث ESG از سوی مشتری‌هایشان، برای حذف سرمایه‌گذاری در سوخت‌های فسیلی تحت‌فشار قرار خواهند گرفت و ناگزیر باید در ارزیابي هاي خود، ریسك هاي آب و هوایي را مد نظر قرار دهند.

در حال حاضر برخي از شرکت های نفت و گاز اهدافی را برای انتشار خالص صفر خود تا سال ۲۰۵۰ تعیین کرده اند. علیرغم چالش‌های

۱ IPCC Sixth Assessment Report
۲ Environmental, Social and Governance

اقتصادی کنونی، بسیاری از آنها به تلاش خود برای کربن زدایی از فرآیند بهره برداری و زنجیره‌های ارزش خود ادامه می‌دهند. سه سؤال کلیدی وجود دارد که رهبران شرکت‌های نفت و گاز بایستی در استراتژي خود در نظر بگیرند:

- شرکت هاي نفت و گاز چگونه می توانند هسته اصلی کسب و کارهای هیدروکربنی خود را انعطاف پذیرتر کنند؟
- آیا بایستی مشاغل کم کربن را گسترش دهند و اگر چنین است چگونه؟
- مدل عملیاتی آنها چگونه باید تغییر کند تا در دنیای کم کربن شکوفا شوند؟

ایجاد کسب و کارهای انعطاف پذیر

طی ۱۵ سال گذشته، سود سالانه سهامداران شرکتهای نفت و گاز کاهش یافته است در حالي که طي اين مدت سرمايه گذاري در اين بخش به بيش از ۱۰ تريليون دلار بالغ شده است. اين موضوع نشان دهنده تحت فشار بودن کسب و کار سنتی این بخش است. در عمل سرمايه گذاری بیش از حد، کسب بازده مولد نسبت به گذشته را دشوارتر کرده است.

انعطاف پذیری مالی و پتانسیل عملکرد دارايي هاي نفت و گاز نشان دهنده این واقعیت است که تاب آوری مالی این صنعت، به طور فزاینده ای تابعی از انعطاف پذیری آب و هوا است که هم شامل ريسك هاي فيزيكي ناشي از تغيير آب و هوا و هم ريسك هاي گذار مانند فشار اجتماعي، اختلال در فناوري و يا تغيير ترجيحات مصرف كننده مي شود. سرمايه گذاران و تحلیل گران همچنین در حال بررسي سهم شرکت هاي نفت و گاز در تغيير آب و هوا و استاندارد كردن گزارش ميزان انتشار گازهاي گلخانه اي در عمليات و در كل زنجيره ارزش خود هستند. برخي از آنها به دنبال سرمايه گذاري در فناوري هايي هستند که امکان ردیابی دیجیتالی ردپای کربن را در شرکت های نفت و گاز فراهم می کند و برخي نيز در حال تلاش برای آزمایش مقاومت سرمایه گذاری ها در برابر الزامات زیست محیطی، اجتماعی و حاکمیتی (ESG) گسترده تر مي باشند.

علاوه بر تفاوت در نوع سرمايه گذاري ها در شرکت هاي نفت و گاز، استراتژي هاي آنها نيز در حال تغيير است، برخی از آنها در تلاش‌اند تا انتشار گازهای گلخانه ای را کاهش دهند، کارایی تولید را افزایش دهند، منابع تأمین انرژی تجهیزات خود را جایگزین کنند و یا فناوری‌های دیجیتال جدید را برای نظارت، بهبود عملیات و حفاظت و نگهداری مورد استفاده قرار دهند. با این حال، برای تحقق این هدف، هر چند قدم های بزرگی برداشته شده است، اما هنوز اقدامات بسیاری برای رسیدن به سطوح مورد انتظار کربن‌زدایی و رسیدن به حد خالص صفر انتشار و نیز دست‌یابی به یک مدل کسب وکار پایدار در صنعت نفت و گاز باقی‌مانده است. از اینرو چالش اصلی تولیدکنندگان نفت و گاز حول محور کاهش انتشار کربن، افت تقاضای نفت و حفظ پایداری اقتصادی می‌چرخد. بطور کلی کربن‌زدایی مستلزم سطح جدیدی از تلاش‌ها است که نیازمند زمان، منابع و سرمایه است. ضمن آنکه اندازه شرکت ها نیز در این زمینه تعیین کننده است بطوری که شرکت‌های بزرگ نفتی با سرمایه‌ها و منابع عظیم، میلیاردها دلار برای توسعه‌ی فناوری‌ها و اجرای راهبردهای کاهش انتشار خود هزینه کرده‌اند تا به بهترین نحو از نقطه‌ی عطف این صنعت عبور کنند. تولیدکنندگان کوچک‌تر نیز که از منابع کمتری برخوردار هستند باید از راهبردهای دیگری برای گذار انرژی و کربن‌زدایی استفاده کنند.

دو گام مهمی که رهبران برای تقویت موقعیت خود، بدون تاثر از عملیات و زنجیره تامین، می توانند فراتر از کربن زدایی بردارند، عبارتند از:

الف- ترکیب سرمایه گذاري ها بايد در پروژه هايي باشد که هزينه پايين تر و شدت کاهش انتشار پايين تري داشته باشند.

ب- فعاليت هايي با کمترين بهره وري و شدت انتشار کربن بيشتر متوقف شوند. به عنوان مثال يکي از شرکت هاي بهره بردار در درياي شمال دريافت که توقف توليد ۲۰ درصد از چاه هاي نفت مي تواند بر کارايي هزينه و شدت انتشار مجموعه تأثير به سزايي داشته باشد.

بررسی گزینه های رشد سودآور در مشاغل کم کربن

بسیاری از شرکت های نفت و گاز در حال حاضر در حال ارزیابی مجدد واکنش های استراتژیک خود در جهت گذار انرژی هستند. به عنوان مثال، برخي از شرکتهای نفت و گاز ممکن است نیاز به کربن زدایی در عملیات بهره برداری داشته باشند تا انتشار گازهای گلخانه ای را به میزان قابل توجهی کاهش دهند. در حالي که برخي به دنبال رشد سرمايه گذاري در بخش هايي هستند که نسبت به ديگر بخش ها انتشار کمتري را دارد. به طور مثال زمینه هایی که به استفاده از محصولات بخش نفت و گاز مرتبط است بیش از سه چهارم انتشار گازهای گلخانه ای را دارد. اما اینکه شرکت هاي نفت و گاز چگونه باید جایگزین‌هایی را برای رشد سودآور که بهبود وضعیت آب و هوا را نیز در نظر بگیرد، پیدا کنند با توجه به سه الگوي زير توسعه مي يابد:

- متخصصان منابع بر مبنای پیش بینی خود از نیاز آینده نسبت به عرضه و تقاضاي منابع هیدروکربنی تصمیم گیری می کنند. در این سطح شرکت ها قادرند مرحله بلوغ توسعه هر صنعت را تشخیص داده و در زمان مناسب از فرصت های ادغام استفاده کنند.
- بازیگران انرژی یکپارچه به دنبال حفظ هسته سودآور خود هستند و در عین حال برخی از فرصت‌های بزرگ جهانی را که اکنون در بازارهای کم کربن در حال ظهور هستند، از جمله انرژی تجدیدپذیر، انرژی زیستی، تحرک نسل بعدی، خدمات انرژی و هیدروژن به کار می گیرند.
- نقش خالص کم کربن، آنها به شدت بر ایجاد کسب و کارهایی با کربن پایین و مقاوم در آینده شرط بندی می کنند و در عین حال خود را از رویکردهای قدیمی و با کربن بالا کنار مي گذارند.

تغییر مدل های عملیاتی شرکت برای افزایش مزیت رقابتی

شرکت های نفت و گاز به سختی کار می کنند تا استراتژی های خود را به روز کرده و سرمایه خود را در جهت گذار انرژی تغییر دهند. اما نباید فراموش کرد چنین تغییری نیازمند تغییر مدل عملیاتی آنها است. تغییرات اجتماعی، نظارت فزاینده‌ی دولتی، نوسانات قیمت نفت و پیش‌بینی کاهش تقاضا، تولیدکنندگان نفت و گاز را وادار

ساخته تا بین ادامه کار در فضای سنتی اکتشاف و تولید (E&P) یا تبدیل‌شدن به یک بازیگر با تنوع بیشتر محصولات انرژی یکی را انتخاب کنند. عوامل زیادی از جمله تعریف و تعیین کسب‌وکار اصلی شرکت، برآورد میزان دسترسی به منابع و توانمندی شرکت در جذب این منابع، ارزیابی فرصت‌های ورود به کسب‌وکارهای کم‌کربن و مدیریت انتظارات سرمایه‌گذاران و ذی‌نفعان بر تحلیل تصمیم، مدل‌سازی کسب‌وکار و شناخت فرصت‌ها برای تعیین مسیر پیشرفت یک شرکت تأثیر می‌گذارند.

کسب‌وکار اصلی یک شرکت، موفقیت حال و آینده‌ی آن را از طریق جهت‌دهی پیوسته و تأمین مالی پایدار تضمین می‌کند. زیرا در زمان بروز یک چالش، آنها می توانند به کسب‌وکار اصلی خود باز گردند. یک شرکت با هر مقیاسی، باید توان اصلی و میزان پایداری خود را در طولانی‌مدت ارزیابی کند. شرکت‌ها باید این کار را پیش از تصمیم‌گیری در مورد لزوم اعمال تغییرات راهبردي براي تأمين نيازهاي انرژي در آينده انجام دهند.

در بسیاری از شرکت‌های نفت و گاز، عملیات CCUS توسعه دامنه ای از فعالیت ها و توانمندی ها مانند مدیریت مخازن و خطوط لوله را طلب مي كند و لذا مشخص نیست که آیا این می‌تواند به یک کسب‌وکار با بازده‌ای جذاب تبدیل شود. به همین ترتیب، رشد تولید هیدروژن به بسیاری از قابلیت‌ها مانند دسترسی به سرمایه، مدیریت پیچیدگی مهندسی و زیرساخت عملیاتی ایمن و موثر بستگی دارد. هر چند در مقام مقایسه میان این موارد، تولید انرژی تجدید پذیر، بزرگ‌ترین فرصت را نشان می‌دهد، اما مشخص نیست که آیا شرکت‌های نفت و گاز امروزی می‌توانند در مقابل بازیگران اصلی برق با منبع تجدیدپذیر به عنوان برنده ظاهر شوند یا خیر. صرف‌نظر از استراتژي انتخاب‌شده، همه شرکت‌های نفت و گاز باید به سرعت مدل‌های عملیاتی خود را با قابلیت‌های مدیریت کربن وفق دهند. از اینرو هر شرکت باید دقیقا بداند که چقدر کربن تولید می‌کند، میزان کربن در محصولاتش چقدر است، چگونه شدت کربن خود را کاهش دهد و چگونه می‌تواند به طور موثر با قانون گذاران، سرمایه گذاران و مشتریان ارتباط برقرار کند. آنها همچنین باید رویکرد سرمایه گذاران در مورد کربن و اینکه چگونه می تواند بر ارزش گذاری ها و دسترسی به منابع مالی تأثیر بگذارد را درک کنند. در ادامه برنامه و استراتژی برخی از شرکت های بزرگ نفت و گاز در مسیر تحقق هدف انتشار خالص صفر آمده است:

شـرکت شل

استراتژي آب و هوايي شل نشان مي دهد كه اين شركت قصد دارد كه تا سال ۲۰۵۰ كسب و كار خود را به انتشار خالص صفر تغيير دهد و هدف كاهش انتشار خود را تا سال ۲۰۳۵ به ميزان ۴۵ درصد اعلام كرده است. تبديل شدن به يك كسب و كار انرژي با انتشار خالص صفر، به اين معني است كه اين شركت انتشار گازهاي گلخانه اي را از تمامي فرايندهاي توليدي خود حذف كرده و يا با استفاده از تكنولوژي هاي مختلف نظير CCS اقدام به جمع آوري و ذخيره سازي كربن نمايد. اين شركت در نظر دارد شدت كربن محصولات انرژي مربوط به توليد، پردازش، حمل و نقل و استفاده نهايي از محصولات انرژي خود را تا سال ۲۰۵۰ به ميزان ۱۰۰ درصد كاهش دهد. تغيير رويكرد شركت به سمت انرژي هاي پاك و كم كربن از جمله وسايل نقليه الكتريكي، هيدروژن و برق توليد شده از انرژي هاي خورشيدي و بادي از مهم ترين مصاديق تغيير كسب و كار اين شركت در مسير انتشار صفر مي باشد.

همچنين يكي از استراتژي هاي اين شركت همكاري با مشتريان در كاهش انتشار از محصولات توليدي مي باشد و به آنها در مسير كاهش رد پاي كربن كمك مي كند. در ۱۱ فوريه ۲۰۲۱ شل استراتژی خود را برای تسریع تبدیل خود به ارائه‌دهنده محصولات و خدمات انرژی با انتشار خالص صفر تنظیم کرد که با رشد کسب وکارهای مشتری‌دار خود تقویت می‌شود. در این زمینه مدیر اجرایی شل، گفته است: «استراتژی شتاب‌زده ما انتشار کربن را کاهش می‌دهد و ارزشی را برای سهامداران، مشتریان و جامعه بصورت گسترده‌تر به ارمغان می‌آورد. ما باید به مشتریان خود محصولات و خدماتی را ارائه دهیم که آنها می خواهند و به آنها نیاز دارند ـ محصولاتی که کمترین تأثیر زیست محیطی را دارند. در عین حال، ما از نقاط قوت تثبیت شده خود برای ایجاد سبد رقابتی شرکت استفاده خواهیم کرد، زیرا در حال تبدیل شدن به تجارت با انتشار خالص صفر همگام با جامعه هستیم. مشتریان ما چه رانندگان، چه خانوارها و چه مشاغل، از مقیاس جهانی و برند مورد اعتماد خود برای رشد در بازارهایی استفاده خواهند کرد که تقاضا برای محصولات و خدمات پاک‌تر قوی‌تر است و جریان‌های نقدی قابل پیش‌بینی‌تری را ارائه می‌دهد و بازدهی بالاتری ایجاد می‌کند.» این شرکت در اهداف بلندپروازانه خود براي محدود نمودن افزايش گرماي جهاني به ۱/۵ درجه، اینگونه آورده است:

- این شرکت با در نظر داشتن کمترین آسیب به اشتغال ۱۶۵۰۰ کارمند خود، مجموعه جديدي از اهداف براي كاهش شدت خالص كربن را در نظر مي گيرد: ۸ـ۶ درصد تا سال ۲۰۲۳، ۲۰ درصد تا سال ۲۰۳۰، ۴۵ درصد تا سال ۲۰۳۵ و ۱۰۰ درصد تا سال ۲۰۵۰ نسبت به سال پايه ۲۰۱۶.
- تلاش مي كند تا سال ۲۰۳۵، به ظرفيت ۲۵ ميليون تني جذب و ذخيره سازي كربن دسترسي داشته باشد. در حال حاضر ۳ پروژه كليدي با مجموع ظرفيت جمع آوري ۴/۵ ميليون تن كربن دارد.
- در نظر دارد كه ۱۲۰ ميليون تن انتشار كربن خود را تا سال ۲۰۳۰ از طريق راه حل هاي مبتني بر طبيعت (NBS) كاهش دهد.

شـرکت BP

اين شركت هدف كاهش انتشار خود را تا سال ۲۰۲۵ مشخص كرده و قصد دارد كه ميزان انتشار عملياتي خود را تا ۲۰ درصد نسبت به سال ۲۰۱۹ كاهش دهد. همزمان با اهداف چاه طلبانه خود براي سال ۲۰۵۰، اين شركت خواهان آن است كه ميزان انتشار خالص در عمليات خود را تا سال ۲۰۵۰ يا حتي زودتر به صفر برساند.

مهم ترین استراتژی بی پی تبدیل شدن از شرکت نفت بین المللی به شرکت یکپارچه انرژی است. از شرکتی که تولیدکننده منابع است به شرکتی که بر ارائه راه حل های انرژی برای مشتریان متمرکز شده است. افزایش درآمد تا سال ۲۰۳۰ و همزمان، تسریع در جاه طلبی های انتشار صفر خالص براي اين شركت در اولويت است. اين شركت

معتقد است که دهه پیش رو برای جهان در مبارزه با تغییرات آب و هوایی حیاتی است و برای ایجاد تغییرات لازم در سیستم های انرژی جهانی نیاز به اقدام همگاني است. بنابراین، در سال‌های آینده، بی پی به طور قابل توجهی کسب و کار انرژی کم کربن خود را افزایش می‌دهد و حوزه حمل و نقل را متحول می‌کند. این شرکت قصد دارد که سبد نفت، گاز و محصولات پالایشي خود را متمرکز کرده و کاهش دهد و از سوي ديگر همزمان که انتشار گازهای گلخانه ای را در مسیر خود به صفر کاهش می دهد، ارزش سهام سهامداران خود را حفظ کند. در راستاي اين استراتژي جديد، مدل کسب و کار خود را تغییر داده و از يك شرکت بين المللي نفت و گاز صرفاً با تمرکز بر توليد نفت و گاز به يك شرکت يکپارچه حوزه ی انرژي متمرکز بر ارائه راه حل هاي مطلوب براي مشتريان تغيير کرده است.

این شرکت قصد دارد که طی ۱۰ سال، سرمایه گذاری سالانه کم کربن خود را ۱۰ برابر در سال افزایش دهد و مجموعه ای یکپارچه از فناوری های کم کربن، از جمله انرژی های تجدید پذیر، انرژی زیستی و تولید هیدروژن و بهره گيري از CCUS را ایجاد کند. تا سال ۲۰۳۰، بی پی قصد دارد حدود ۵۰ گیگا وات ظرفیت خالص تولید انرژی های تجدیدپذیر را توسعه دهد که این میزان افزایش ۲۰ برابری نسبت به سال ۲۰۱۹ را نشان مي دهد. در همین دوره، انتظار می‌رود تولید نفت و گاز این شرکت حداقل یک میلیون بشکه معادل نفت در روز یا ۴۰ درصد از سطح سال ۲۰۱۹ کاهش یابد ضمن آنکه سبد هیدروکربنی باقی‌مانده آن مقرون به صرفه‌تر و مقاوم‌تر در برابر کربن باشد.

بازارهای انرژی اساساً در حال تغییر هستند و به سمت کم کربن حرکت می کنند که ناشی از انتظارات اجتماعی، فناوری و تغییرات در ترجیحات مصرف کننده است. در این بازارهای در حال تغییر، شرکت بی پی می تواند بر اساس مهارت ها، تجربه و روابط، رقابت کند و ایجاد ارزش کند.

بطور کلی استراتژي شرکت بي پي سه حوزه فعاليت را در بر مي گيرد که زيربناي چارچوب پايداري جديد و حمايت از سياست هايي است که از صفر خالص حمايت مي کنند و شامل حوزه الکتريسيته و انرژي هاي کم کربن، رفاهي و حمل و نقل، هيدروکربن هاي انعطاف پذير و و متمرکز مي شود. اين هدف را با تقويت ارزش سيستم هاي انرژي يکپارچه، تقويت مشارکت داخلي و بين المللي و نيز ديجيتال سازي و نوآوري به منظور تعامل بيشتر با مشتريان، افزايش کارايي و حمايت از مشاغل جديد برآورده خواهد کرد.

شـرکت توتال

شرکت توتال حاملهای انرژی مختلف را در مقیاس جهانی تولید و به بازار عرضه می کند. این شرکت، توسعه پایدار در تمام ابعاد آن را در مرکز برنامه ها، استراتژي ها و عملکرد خود قرار داده و در سناريوهاي چشم انداز انرژي خود مسير جامعه را به سمت انتشار صفر خالص هدايت مي کند.

به منظور برآورده نمودن تقاضاي رو به رشد جهاني انرژي، شرکت توتال، توليد انرژي خود را تا سال ۲۰۳۰ در حدود ۳۰ درصد افزايش خواهد داد که نيمي از آن را از برق با منبع انرژي هاي تجديد پذير و نيمي ديگر از LNG حاصل خواهد شد. ترکيب فروش آن نيز۳۰ درصد نفت، ۵۰ درصد گاز، ۱۵ درصد برق و ۵ درصد زيست توده و هيدروژن خواهد بود. از اينرو فروش فرآورده های نفتی این شرکت تا سال ۲۰۳۰ حداقل ۳۰ درصد کاهش خواهد يافت. سرمايه گذاري شرکت توتال بين سال هاي ۲۰۲۵-۲۰۲۲ به ميزان ۱۵-۱۳ ميليارد دلار برآورد می شود که ۵۰ درصد آن را به رشد فعاليت هاي خود و ۵۰ درصد را به حفظ پايه هاي فعاليت خود اختصاص خواهد داد. ۵۰ درصد از سرمایه‌گذاری‌های رشد توتال به توسعه انرژی‌های جدید، عمدتاً انرژی‌های تجدیدپذیر و برق و ۵۰ درصد دیگر به گاز طبیعی، اساساً LNG اختصاص خواهد يافت. اين شرکت در استراتژي هاي چاه طلبانه خود در نظر دارد که تا سال ۲۰۵۰ به انتشار صفر خالص دست يابد. بر اين اساس، انتشار حاصل از بخش نفت و گاز آن تا سال ۲۰۳۰ بايد ۴۰ درصد نسبت به سال ۲۰۱۵ کاهش يابد و انتشار مطلق آن نيز مسير کاهش را بپيمايد ضمن آنکه شدت کربن محصولات نيز بايد ۲۰ درصد کاهش يابد. علاوه بر اين، برای همراهی با قرارداد سبز در اروپا، متعهد شده است که انتشارات مطلق خود را تا سال ۲۰۳۰ در مقايسه با ۲۰۱۵ تا ۴۰ درصد کاهش دهد. همزمان توتال از فرصت‌های توسعه در پليمرها از جمله بازيافت و پلاستيک‌های زيستی در بازارهای جديد، سوخت‌های زيستی و خودروهاي الکتريکی استفاده خواهد کرد تا رشد جريان نقدی حدود ۱ ميليارد دلاری را طی ۵ سال آينده براي خود ايجاد کند.

تسريع کربن زدايی در زنجيره LNG، با تمرکز بر کاهش ۲۰ درصدی انتشار متان تا سال ۲۰۳۰، يک اولويت براي توتال است. توتال در حال حاضر دومين بازيگر جهان در LNG است و با توسعه بيوگاز و هيدروژن کم کربن و با تشويق به استفاده از LNG و برق به گسترش تجارت خود ادامه خواهد داد.

شرکت توتال در توليد سوخت های مصنوعی، به ويژه برای حمل و نقل هوايی (SAF) بيوگاز را توسعه می دهد و توليد ۲ تراوات ساعت در سال را تا سال ۲۰۲۵ هدف قرار داده و قصد آن دارد که در توسعه هيدروژن پاک پيشگام باشد. تسريع رشد سرمايه‌گذاری‌های شرکت توتال در انرژی‌های تجديدپذير و برق و رساندن آن به ۳ ميليارد دلار در سال که نزديک به ۲۵ درصد از سرمايه‌گذاری‌ها در دوره ۲۰۲۵-۲۰۲۱ است، از جمله برنامه هاي اين شرکت است. توتال در استراتژي هاي چاه طلبانه خود در نظر دارد که تا سال ۲۰۳۰، با هدف ۱۰۰ گيگاوات ظرفيت نصب شده ناخالص، به يکی از ۵ توليدکننده برتر انرژی تجديدپذير در جهان تبديل شود.

شـرکت اِنی

شرکت انی استراتژی کربن زدایی و کاهش تدریجی تولید انرژي از منابع هيدروکربني را در پيش گرفته است ضمن آنکه نقش گاز را در برنامه هاي آينده خود مهم مي داند. اين شرکت قصد دارد تا سال ۲۰۵۰ نقش فعالی در کربن خنثي بخش انرژی ايفا کند و قبل از اين سال به انتشار خالص صفر برسد. مأموريت انی از اهداف توسعه پايدار (SDGs) الهام گرفته است و مسيري را که اين شرکت برای مقابله با چالش دوگانه بخش انرژی در پيش دارد، بازگو مي کند که منظور از آن تضمين دسترسی به انرژی کارآمد، قابل اطمينان و

پایدار برای همه و همزمان کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای به منظور مبارزه با تغییرات آب و هوایی در راستای اهداف توافق‌نامه پاریس است.

به رغم وضعیت پیچیده ناشی از همه گیری، انی تصمیم گرفته است مسیر تحول خود را تسریع بخشد. در فوریه ۲۰۲۱، انی استراتژی جدید خود را تا سال ۲۰۵۰ با هدف دستیابی به صفر خالص در انتشار در سطوح مختلف در کل چرخه حیات بخش انرژي تعیین نموده است. این شرکت با بهره گیري از فرایندهاي دیجیتالی شدن و ارائه خدمات پایدارتر براي مشتریان، نقش خود را به عنوان یک بازیگر جهانی در دنیای انرژی تقویت خواهد کرد. در این مسیر تولید انرژي از انرژي هاي تجدیدپذیر را به ۴ گیگاوات تا سال ۲۰۲۴، ۱۵ گیگاوات تا سال ۲۰۳۰ و ۶۰ گیگاوات تا سال ۲۰۵۰ خواهد رساند. علاوه بر این، ظرفیت تولید سوخت هاي زیستی تا سال ۲۰۵۰ را به ۶/۵ برابر و همچنین افزایش تولید هیدروژن آبی و سبز را برای تامین انرژی پالایشگاه های زیستی و سایر انرژی ها به ۲ برابر افزایش خواهد داد. این فرایند با بهره گیري از دانش فنی، فناوری‌های نوین، نوآوری و انعطاف‌پذیری در دارایی‌ها اتفاق خواهد افتاد که به شرکت امکان می‌دهد از فرصت‌های جدید برای توسعه و بهره‌وری استفاده نماید.

انی متعهد است که برنامه های سرمایه و تصمیمات سرمایه گذاری خود را نیز با اهداف کاهش گازهای گلخانه ای و استراتژی کربن زدایی خود همسو کند که این امر را با کاهش تدریجی سهم مخارج اختصاص داده شده به فعالیت های نفت و گاز و افزایش بودجه تخصیصی به توسعه انرژی های تجدیدپذیر، اقتصاد چرخشي و مناسبات جدید انرژي برآورده خواهد کرد و در مسیر تکاملي و یکپارچه خود، به روند بازار و سناریوهاي فناورانه به منظور بهره گیري از فرصت هاي گذار انرژي توجه کامل دارد.

استراتژی کربن زدایی انی هر چند کاهش تدریجی تولید هیدروکربن ها در میان مدت را در نظر دارد اما نقش فزاینده گاز را در ترکیب تولید هیدروکربن در نظر مي گیرد و سهم ۶۰ درصدي گاز در ترکیب تولید را تا سال ۲۰۳۰ و بیش از ۹۰ درصد را تا سال ۲۰۵۰ هدف گذاري کرده است. LNG سهم تعیین کننده ای در استراتژی توسعه گاز این شرکت دارد و لذا انی در حال توسعه مدلی است که این شرکت را به یک رهبر در بازار LNG تبدیل کند. استفاده از فناوري هایي مانند جذب و ذخیره سازي کربن، جمع آوري ۷ میلیون تن کربن تا سال ۲۰۳۰ و ۵۰ میلیون تن تا سال ۲۰۵۰ را ممکن مي سازد. استفاده از راه‌حل‌های فناورانه CCS در نیروگاه‌های برق، کارخانجات LNG و برای تولید هیدروژن آبی موجب کاهش بیشتر ردپای کربن گاز می شود. بدین منظور با آگاهی از اهمیت به حداکثر رساندن منفعت اقلیمی استفاده از گاز، انی در ابتکارات مختلف اجرای فعالیت‌های داوطلبانه کاهش انتشار متان در کل فرآیند تولید نفت و گاز، مشارکت مي کند و مقررات و اهدافي را براي کاهش انتشار متان در طول زنجیره گاز طبیعی ترویج مي نماید.

شـرکت رپسول

مهم ترین استراتژي شرکت رپسول، تبدیل به یك شرکت با رقابت پذیري بالا در جهان است که توسعه کسب و کارهاي جدید کربن زدایي مهمترین اولویت آن است و در حالي که با توسعه حوزه هاي مختلف تجاري مسیر گذار انرژي خود را تقویت مي کند، سودآوري را مدنظر داشته و حداکثر ارزش را براي سهامداران خود تضمین می نماید. تعهد رپسول به پایداری در ۲۵ سال گذشته ثابت بوده است و اولین شرکت در صنعت نفت و گاز بود که از پروتکل کیوتو حمایت کرد و اکنون در حال تشدید جاه‌طلبی‌های کربن‌زدایی خود با هدف تبدیل شدن به یک شرکت با انتشار خالص صفر تا سال ۲۰۵۰ است. بنابراین، رپسول در همسویی استراتژیک خود با توافق پاریس و هدف محدود کردن افزایش دما به زیر ۱/۵ درجه سانتیگراد در مقایسه با سطح پیش از صنعتی شدن پیشرو بوده است.

در راستای تعهد خود به پایداری، هدف رپسول دستیابی به انتشار صفر خالص تا سال ۲۰۵۰ است و همزمان، مسیر کربن زدایی خود را با اهداف میانی کاهش ۲۸ درصدی تا سال ۲۰۲۰ و ۵۵ درصدی تا ۲۰۴۰ و انتشار صفر خالص تا سال ۲۰۵۰ تنظیم می کند. دستیابي به حداقل ۷۰ درصد این اهداف با استفاده از بهترین فناوري های موجود از جمله فناوري جذب و ذخیره سازي دي اکسید کربن، جبران انتشار گازهای گلخانه ای از طریق احیای جنگل و راه حل هاي مبتني بر طبیعت امکان پذیر است. این جاه طلبی مستلزم هدایت تمام فعالیت ها و سرمایه گذاری های این شرکت براي تحقق برنامه های جدید و دقیق تر در راستای گذار انرژی و تلاش برای محدود کردن افزایش دمای زمین به زیر ۱/۵ درجه سانتیگراد مي باشد. این شرکت با حفظ سودآوري خود از کسب و کارهاي صنعتي فعلي، تولید سوخت هاي زیستي، تولید برق از منابع کم کربن و تولید محصولات شیمیایي با ردپاي کربن پایین را جزو اهداف کربن زدایي خود مي داند.

بر این اساس، سیاست سرمایه گذاری رپسول یکی از جذاب‌ترین سیاست‌های بازار سهام اسپانیا و حتي در سراسر جهان است. این شرکت معتقد است که باید اهداف بلندپروازانه تری برای مبارزه با تغییرات آب و هوایی تعیین کند و سرمایه گذاري براي آینده را با نهایت اطمینان انجام می دهد. این شرکت با سرمایه گذاران مختلف در جهت همسویي موقعیت خود با موضوعات آب و هوایي توافق پاریس همکاري مي کند.

در جدول صفحه بعد اهداف شرکت های شل، بی پی، توتال، انی و رپسول در مسیر انتشار صفر خالص و دوره گذار انرژی بصورت خلاصه آمده است.

جمع بندی و نتیجه گیری

در شرایطی که تغییر آب و هوا به یکی از موضوعات مهم در سطح جهان و در تمامی بخش ها تبدیل شده است، واکنش دنیا به همه‌گیری کرونا و وقفه‌ی ناشی از آن در حمل و نقل نیز تغییرات سریعی در تقاضای نفت و فراورده های آن ایجاد نموده و لذا آینده نفت و گاز بویژه با توجه به افزایش قیمت های انرژی با ابهام زیادی مواجه شده است. سیاست‌گذاران و عموم جامعه با آگاهی از نیاز مبرم به انرژی و آموخته‌های فراوان در مورد تأثیر نفت بر اقتصاد جهانی، با تمرکز بر فناوری سبز و منابع تجدیدپذیر و با هدف کاهش و حذف رد پای کربن از سوخت‌های فسیلی بر ایجاد تنوع در منابع تأمین انرژی پافشاری می‌کنند. این نشان می دهد که اکنون جهان

شرکت های نفت و گاز بین المللی		Shell	bp	TOTAL	Eni	REPSOL
اهداف انتشار	کاهش انتشار دامنه ۱ و ۲	سال پایه: ۲۰۱۶ کاهش: ۲۰ ٪ تا ۲۰۳۰ ۴۵ ٪ تا ۲۰۳۵ ۱۰۰ ٪ تا ۲۰۵۰	سال پایه: ۲۰۱۹ کاهش: ۲۰٪تا ۲۰۲۵ ۳۰٪- ۳۵٪ تا ۲۰۳۰ ۱۰۰ ٪تا ۲۰۵۰	سال پایه: ۲۰۱۵ ۴۰٪ تا ۲۰۳۰ ۱۰۰٪ تا ۲۰۵۰	سال پایه: ۲۰۱۸ ۵۰ درصد تا ۲۰۲۵ ۱۰۰ درصد تا ۲۰۴۰	سال پایه: ۲۰۱۶ ۲۸ ٪ تا سال ۲۰۳۰ ۵۵ ٪ تا ۲۰۴۰ ۱۰۰٪ تا ۲۰۵۰
	کاهش انتشار دامنه ۳	۱۰۰ ٪ کاهش تا ۲۰۵۰- تولیدات جامد	۱۰۰ ٪ کاهش تا ۲۰۵۰- تولید ۵۰٪تا ۲۰۵۰- تولیدات جامد	۱۰۰ ٪ کاهش تا ۲۰۵۰- تولید ۶۰٪تا ۲۰۵۰- تولیدات جامد	۴۰ ٪ کاهش تا ۲۰۴۰- تولیدات جامد	۷۴ ٪ کاهش تا ۲۰۵۰- تولیدات جامد مشارکت با هدف نامعلوم
	به CCS عنوان قسمتی از اهداف کلان	تا ۲۰۳۵ ۲۵ mptb	مشارکت با هدف نامعلوم	تا ۲۰۳۰ ۵ mptb	تا ۲۰۳۰ ۷ mptb تا ۲۰۵۰ ۵۰ mptb	مشارکت با هدف نامعلوم
	کاهش فلر	پایان فلر تا ۲۰۳۰	پایان فلر تا ۲۰۳۰	پایان فلر تا ۲۰۳۰	پایان فلر تا ۲۰۲۵	پایان فلر تا ۲۰۳۰
تنوع بخشی	ظرفیت پروژه برق تجدیدپذیر خالص	پروژه فعال: ۵۷۸۰ MW MW آینده: ۱۲۹۷۵	پروژه فعال: ۶۰۷۳ MW MWآینده: ۱۸۷۸۳	پروژه فعال: ۹۶۴۳ MW MWآینده: ۱۳۹۸۰	پروژه فعال: ۸۳۴ MW MWآینده: ۳۳۴۱	پروژه فعال: ۱۴۴۷ MW MWآینده: ۶۴۹۴
	پروژه های هیدروژن کم کربن	۱۵ktpa پروژه: ۱۲۶۱	۷ktpa پروژه: ۲۵۸	۷ktpa پروژه: ۶۲	۴ پروژه: ظرفیت نامعلوم	۵ پروژه: ظرفیت نامعلوم
	سهم سرمایه گذاری تجدیدپذیر در پروژه های آینده ۲۰۲۱- ۲۰۲۵	۷ ٪	٪۲۰	۱۷ ٪	٪۸	۳۶ ٪
	معاملات در انرژی های تجدید پذیر	۳۷ معامله= ۵۵۵میلیون دلار برابر با ۰/۳ ٪ از درآمد	۲۴ معامله= ۱۶۹۱میلیون دلار برابر با ۱ ٪ از درآمد	۳۰ معامله= ۴۰۸۰میلیون دلار برابر با ۳/۴ ٪ از درآمد	۱۰ معامله= ۵۷۶میلیون دلار برابر با ۱/۱ ٪ از درآمد	۱۳ معامله= ۱۱۸۶میلیون دلار برابر با ۳/۱ ٪ از درآمد
	وزن واگذاری نفت و گاز	۵۸ ٪	٪۵۷	۴۵ ٪	۴۹ ٪	۵۶ ٪

جدول: اهداف شرکت های نفت و گاز بین المللی در تحقق اهداف انتشار صفر خالص

در شرایطی است که رویارویی با چالش های انرژی در آن مستلزم تغییر جهتی بزرگ در طرز تفکر و رفتارها است و این تغییرات بر تولیدکنندگان و فعالان بازار نفت و شرکت‌هایی که به آن‌ها خدمات ارائه می‌کنند، در تمام سطوح صنعت تأثیر می‌گذارد. در این شرایط از شرکت های نفت و گاز انتظار می رود که به منظور کاهش سطوح جهاني انتشار کربن و تغییر مدل‌های کسب و کار خود پیشگام شده و با فراهم کردن منابع جایگزین انرژی در مسیر انتشار صفر خالص گام بردارند.

با افزایش تقاضا براي گزینه‌های پایدارتر انرژي از سوي بسیاري از مصرف‌کنندگان و سیاست‌گذاران و لزوم اخذ گواهي ESG براي ادامه‌ی فعالیت شرکت‌ها، اکنون زمان تغییر استراتژی شرکت ها است. سطح تغییرات یك شرکت بستگي به عوامل مختلفي از جمله ارزیابي کسب وکار اصلي شرکت، میزان توانمندی‌ها و دسترسي آن به منابع، فرصت‌های تجاري موفق براي ورود به کسب وکارها یا انجام پروژه‌های کم‌کربن و سرمایه‌گذارانی دارد که از تغییرات راهبردي در مدل‌های کسب وکار شرکت حمایت کنند.

در این گزارش استراتژی ۵ شرکت بزرگ نفت و گاز شل، توتال، بی پی، انی و رپسول در مسیر انتشار خالص صفر مورد بررسی قرار گرفته است. آنچه مشخص است این شرکت ها ضمن تعیین استراتژی های مختلف برای کاهش انتشار کربن و استفاده از فناوری های مختلف کاهش انتشار، رویکرد خود را از تولید صرفا نفت و گاز به سایر منابع انرژی از جمله انرژی های تجدیدپذیر تغییر داده اند و اکنون خود را با عنوان شرکت های انرژی در دنیا معرفی کرده اند. مهم تر اینکه علاوه بر استفاده از رویکردهای کاهش انتشار، به ارائه راه حل های کاهش انتشار برای مشتریان خود نیز می پردازند. هر چند تفاوت های بسیاری میان این شرکت ها با شرکت های داخلی ما وجود دارد لیکن تجربه آنها می تواند درس آموخته های مناسبی را برای شرکت های داخلی ما به همراه داشته باشد. لازم به ذکر

است در این مطالعه نگاهی گذرا به استراتژی و راهبردهای تنها پنج شرکت بزرگ نفتی شده است و سعی بر آن است که در شماره های آتی این ماهنامه، راهبردهای این شرکت ها و شرکت های دیگر مطرح در جهان بطور جداگانه مورد بررسی و تحلیل قرار گیرد.

شایان ذکر است در خصوص گزارش تحلیلی فوق، توجه به قابلیت تعمیم و بومی سازی با لحاظ نمودن ویژگی های محلی و اختصاصی مقتضی هر کشور، از جمله صنعت نفت و گاز ایران ضروری است. همچنین بررسی همه جانبه ی موضوع نیازمند مروری متقارن در خصوص سایر شرکت های بزرگ نفت و گاز جهان می باشد. با توجه به قوانین رگولاتوری برخی کشورها، تغییر رویکرد به انرژی های تجدیدپذیر و لحاظ کردن افق انتشار خالص صفر در سبد اقدامات از جانب برخی شرکت های نفت و گاز، معافیت های قانونی و تسهیلات متناسبی را در پیش رو خواهد داشت. در پایان توجه به مقیاس و میزان اقبال به نظم گذار انرژی توسط شرکت های بزرگ نفت و گاز در مقایسه با ماموریت اصلی مرتبط با انرژی فسیلی، خالی از لطف نخواهد بود.

سردبیر

منابع:

- The big choices for oil and gas in navigating the energy transition, Mckinsay & company, February 2021
- https://worldoil.com/magazine/2022/march-2022/special-focus-sustainability/energy-transition-oil-and-gas-industry-at-a-crossroads
- https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-update-on-strategic-progress.html
- https://www.repsol.com/en/sustainability/climate-change/net-zero-emissions-2050/index.cshtml
- https://www.eni.com/en-IT/low-carbon/strategy-climate-change.html
- https://totalenergies.com/sites/g/files/nytnzq121/files/documents/2020-10/total-climate-report-2020.pdf
- https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2021/shell-accelerates-drive-for-net-zero-emissions-with-customer-first-strategy.html

گزارش تحلیلی | نظم دوره گذار انرژی

باتری فلز هوا؛ باتری که با نفس کشیدن کار می کند! (بخش دوم)

قاسم توتونچی
پژوهشگر موسسه مطالعات بین المللی انرژی

مقدمه

باتری فلز هوا به‌عنوان یک سلول الکتروشیمیایی در نظر گرفته می‌شود که با الکترولیتي کار می‌کند که آند مستقر در آن از فلز خالص و کاتد خارجی آن، هوای مملو از اکسیژن محیط است. باتری فلز هوا در هنگام تخلیه شارژ و تحویل توان الکتریکی، آند فلزی خود را اکسید می‌کند و در تعامل با کاتد هوای محیطی، موجب یک واکنش اکسیداسیون می‌شود. مشاهدات نشان می‌دهند ظرفیت چگالی انرژی حاصله از این سلول‌های الکتروشیمیایی فلز هوا در مقایسه با باتری‌های فلز یونی بیشتر است. در ماهنامه‌ی تخصصی شماره‌ی ۱۷، بخش نخست این گزارش تحلیلی با تأکید بر فلزات لیتیوم و روی مرور گردید. در شماره‌ی پیش رو، سایر فلزات شامل آلومینیوم، سدیم، پتاسیم و آهن مورد بررسی قرار می‌گیرند.

اقدام طراحان و سازندگان باتری فلز هوا در توسعه فناوری و مواد اولیه، به‌صورت بومی، ارزان و قابل‌دسترس در هر کشور، یک اقدام اساسی است. این اقدام در طراحی و ساخت یک باتری تولید داخل کشور، منجر به تولید سلول شیمیایی فلز هوای ایرانی شده است که در حال بهینه‌سازی است و عملاً مواد اولیه و ساخت آن، کاملاً بومی است. بررسی‌ها حاکی از آن است که باتری فلز هوا ایرانی عملاً نیمه تجاری‌سازی شده و ۵ برابر چگالی انرژی باتری‌های لیتیومی یونی موجود، قابلیت تأمین توان الکتریکی را دارد. باعث افتخار است هم‌زمان و همراه با فعالیت شرکت‌های بزرگ فناوری جهان و غول‌های فناوری دنیا، شرکت‌های ایرانی نیز در راستای تولید و بومی‌سازی و تجاری‌سازی باتری فلز هوا از سال ۱۳۹۸ اقدام نموده و پس از تولید نمونه‌های آزمایشگاهی، درخواست ثبت سفارش برای تجاری‌سازی محصول خود را نیز به داشته اند. امید است در سال ۱۴۰۲ نتایج تجاری‌سازی طي گزارشي اعلام شود.

به‌رغم اینکه از اصلی‌ترین کاربردهای باتری فلز هوا در سطح جهان، صنایع خودرو است، این نوع باتری در صنایع نظامی و سیستم‌های پشتیبان و دستگاه‌های مخابراتی نیز دارای کاربرد گسترده است. به عبارتی کاربردها و زمینه‌هایی که به انرژی پایدار بسیار زیاد، حتی بدون دسترسی به شارژ مجدد باتری‌ها نیاز دارند، می‌توانند از باتری فلز هوا بهره‌برداری نمایند.

تاکنون سلول شیمیایی فلز هوا در حد آزمایشگاهی و نیمه تجاری شده عرضه گردیده و از معدود ویرایش‌های تجاری‌سازی شده‌ی آن، باتری سمعک است. در این خصوص می‌توان به باتری فلز هواي مبتنی بر فلزاتی چون لیتیوم، سدیم، پتاسیم، روی، منیزیم، کلسیم، آلومینیوم، آهن اشاره نمود. هر یک از انواع فلزات اشاره‌شده در باتری فلز هوا به‌صورت تئوری یک چگالی انرژی ویژه با واحد وات بر کیلوگرم دارد که برای سلول شیمیایی فلز هواي مبتنی بر آلومینیوم، ژرمانیوم، کلسیم، آهن، لیتیوم، منیزیوم، پتاسیم، سدیم، سیلیکون و روی، به ترتیب مقادیر ۴۳۰۰، ۱۴۸۰، ۲۹۹۰، ۱۴۳۱، ۵۲۱۰، ۲۷۸۹، ۹۳۵، ۱۰۹۰، ۴۲۱۷، ۱۶۷۷ به همراه عامل اکسیژن است.

مزایای دیگر باتری فلز هوا، سرعت بالای شارژ شدن و زمان اندک برای فرایند دریافت انرژی الکتریکی است. به‌عنوان‌مثال یک باتری لیتیومی یونی با وزن حدود ۲۵۰ کیلوگرم، در صورت شارژ معمولی به حدود ۲۴ ساعت و در موقعیت‌های شارژ سریع، حداقل به ۸ ساعت زمان برای شارژ شدن نیاز دارد؛ اما این مقیاس در خصوص باتری فلز هوا به چند دقیقه کاهش پیدا کرده است.

باتری آلومینیوم هوا؛

این نوع باتری فلز هوا نیز مانند سایر مدل‌ها، بر اساس اکسید شدن فلز آلومینیوم در محیط الکترولیتی با اکسیژن هوا کار می‌کند. این اکسیداسیون و ایجاد تعادل شیمیایی و الکتریکی، همراه با تولید انرژی الکتریکی است. محیط الکترولیتی بیش از هر چیز دیگر، این امکان را فراهم می‌سازد که آلومینیوم به‌صورت یون آلومینیوم مثبت در الکترولیت درآید. این یون آلومینیوم به‌راحتی واکنش داده و در برابر یون هیدروکسید موجود در آب که خود از در معرض اکسیژن بودن آب و محیط الکترولیتی شکل می‌گیرد، تشکیل هیدروکسید آلومینیوم می‌دهد. نکته اینکه در بیشتر باتری‌های فلز هوا، فرایند اکسید شدن مستقیم بوده و تشکیل اکسید فلز می‌دهند؛ اما در باتری آلومینیوم هوا تشکیل هیدروکسید آلومینیوم صورت می‌پذیرد. ازاین‌رو این باتری فلز هوا اندکی با دیگر باتری‌ها متفاوت است.

واکنش در آند به‌این‌ترتیب است که فلز آلومینیوم در مجاورت یون‌های منفی هیدروکسید، به هیدروکسید آلومینیوم تبدیل شده و اختلاف‌پتانسیل ایجاد می‌کنند. در کاتد اما از مجاورت اکسیژن هوا و آب، یون هیدروکسید به وجود می‌آید که یون مورد نیاز آند را فراهم می‌کند. باید دقت داشت ترسیم یون‌های فلزی یا یون‌های هیدروکسید در نزدیکی آند یا کاتد اشتباه است و الکترولیت، مملو از یون است. اینکه باتری در مرحله شارژ یا دشارژ است و مسیر الکترون‌ها به چه سمتی است و باتری انرژی دریافت می‌کند یا تحویل می‌دهد، تعیین‌کننده‌ی تراکم بیشتر یون در مجاورت آند یا کاتد خواهد بود. درمجموع فلز آلومینیوم در حضور آب و اکسیژن، مقادیری هیدروکسید آلومینیوم و ۲/۷۱ ولت اختلاف‌پتانسیل (به‌صورت تئوری) به دست می‌دهد. متأسفانه هیدروکسید آلومینیوم، ماده‌ی بسیار نامناسبي است؛ چراکه به‌صورت پودر رسوب کننده نبوده و به شکل ژله‌ای چسبناک به آند می‌چسبد و خیلی زود مسیر واکنش را متوقف می‌سازد. تلاش‌های زیادی انجام‌شده تا با استفاده از ماده‌ی افزودنی در الکترولیت، این رسوب ژله‌ای به رسوبی مانند دیگر اکسیدهای فلزی تبدیل گردد.

باتری آلومینیوم هوا، عملاً قابلیت شارژ مجدد ندارد و شارژ مجدد آن به‌صورت مکانیکی انجام می‌گیرد و با خارج کردن رسوبات چسبنده‌ی ژله‌ای هیدروکسید آلومینیوم، اضافه کردن آب و قرار دادن آند آلومینیومی همراه است. درواقع بعد از دشارژ باتری آلومینیوم هوا، فقط پوسته، الکترولیت و صفحه کاتدی (صفحه‌ای که واکنش کاتد بر روی آن صورت می‌پذیرد) آن قابل‌استفاده‌ی مجدد خواهند بود. البته هیدروکسید آلومینیوم ماده‌ی مضری برای طبیعت نیست و دوستدار طبیعت بودن باتری آلومینیوم هوا، کماکان به قوت خود باقی است؛ اما اینکه حتی یک سیکل شارژ و دشارژ برای باتری آلومینیوم هوا قابل‌تصور نیست، نکته‌ی بسیار مهمی تلقی می‌شود. درعین‌حال باتری آلومینیوم هوا دارای چنان مزایای ویژه‌ای در ظرفیت انرژی است و آلومینیوم چنان فلز ارزان و فراوان و دوستدار طبیعتي محسوب می‌شود که به‌رغم این نقطه‌ضعف، فناوری درزمینه‌ی این باتری فلز هوا هم در حال تکامل و بلوغ است.

باتری آلومینیوم هوا، باتری فلز هوایی است که به لحاظ تئوری ۶۰۰۰ الی ۸۰۰۰ واحد ظرفیت انرژی ویژه دارد؛ اما به لحاظ کاربردی و پیاده‌سازی، این مقدار بیش از ۱۳۰۰ واحد نخواهد بود. در شبیه‌سازی‌ها، کارایی باتری آلومینیوم هوا را تا ۸ برابر باتری‌های یون لیتیومی مرسوم ارزیابی می‌نمایند. درعین‌حال، لازم بودن اقدامات مکانیکی برای شارژ مجدد باتری، نقطه‌ضعف بزرگی محسوب شده و سبب شده به برخی کاربردهای خاص نظامی محدود شود. این‌که از آلیاژهای ارزان‌قیمت آلومینیوم و قلع می‌توان در آند استفاده کرد و اینکه آلومینیوم فلز سبکی محسوب می‌شود، امتیاز مهمی در ارزیابی ظرفیت انرژی ویژه‌ی باتری آلومینیوم هوا است. باتری آلومینیوم هوا حتی با آب‌شور طبیعی هم کار می‌کند که البته مقادیر اختلاف‌پتانسیل یا ولتاژ کمتر در حدود ۰/۷ ولت را در اختیار می‌گذارد. عموماً از هیدروکسید پتاسیم محلول در آب به‌عنوان الکترولیت استفاده می‌شود. اینکه با یک‌بار شارژ مکانیکی، حدود ۲۴۰۰ کیلومتر قابلیت رانندگی وجود داشته باشد و برای هر ۱/۶ کیلومتر، هزینه‌ای در حدود ۱۰ سنت دلار برآورد گردد، گزینه‌ی اشتیاق آوری برای ادامه‌ی تحقیق و توسعه و تجاری‌سازی در باتری آلومینیوم هوا محسوب می‌شود. در شکل ۱، یک خودروی آزمایشی با استفاده از باتری آلومینیوم هوا نمایش داده‌شده است.

شکل ۱ ـ یک خودرو برقی با استفاده از باتری آلومینیوم هوا

برای باتری‌های فلز هوا، یک ویژگی مهم با عنوان انرژی ویژه یا ظرفیت انرژی ویژه با واحد واتساعت بر کیلوگرم تعریف می‌شود. این مقدار عبارت است از میزان انرژی الکتریکی برحسب واتساعت که هر کیلوگرم از باتری تأمین می‌کند. اندک بودن جرم نهایی باتری برای تأمین میزان مطلوب انرژی بسیار مهم است. مصرف فلزات و الکترولیت و همچنین استفاده از باتری‌های فلز هوا در فناوری‌های حمل‌ونقل، بر اندک بودن جرم باتری تأکید دارد. واقعیت آن است که باتری آلومینیوم هوا در این ویژگی بی‌نظیر و زبانزد است. دست‌کم پیاده‌سازی‌های آزمایشگاهی گویای این مطلب است و فناوری باتری‌های فلز هوا، به‌سرعت درصدد رفع چالش‌هایی است که در مقابل باتری آلومینیوم هوا وجود دارد.

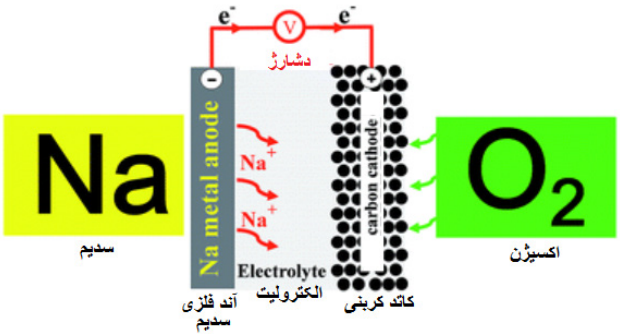
باتری سدیم هوا؛

تفاوت بین فلزات که سدیم را دراین‌بین کم‌نظیر می‌کند، فراوانی در پوسته‌ی زمین است. ممکن است لیتیوم فلزی مناسب برای باتری فلز هوا باشد و ولتاژ مناسب و ظرفیت انرژی ویژه‌ی خوبی را ارائه دهد، همچنین سیکل موفقی در شارژ – دشارژ و تعداد تکرار آن داشته باشد؛ اما فراوانی زیادی در پوسته‌ی زمین نداشته باشد و هزینه‌ی انرژی ذخیره‌شده در باتری یا قابل تحویل توسط آن را به ازای یک کیلوگرم باتری افزایش دهد؛ اما فلزاتی مانند سدیم و پتاسیم در پوسته‌ی زمین به مقادیر هنگفت، پایان‌ناپذیر و نامحدود وجود دارند.

باید بدانیم مانند هر موضوع مهندسی دیگر، مصالحه مزیت ها و بهینه‌سازی بین همه‌ی این پارامترها برای یک باتری فلز هوای منتخب ضروری است. در غیر این صورت بهره‌برداری آزمایشي از یك باتری فلز هوا، به لحاظ هزینه و قیمت قابل توسعه و تعمیم نیست یا به دلیل عدم تکرار موفق و مکفی سیکل شارژ – دشارژ، توجیه اقتصادی ندارد و یا به‌رغم توجیه اقتصادی سیکل عملکردی و قیمت مناسب، یافتن فلز یا آلیاژ فلزی آند در پوسته‌ی زمین خود به یک معما تبدیل می‌شود. انجام واکنش اکسیداسیون آند فلزی در تمام باتری‌های فلز هوا ازجمله باتری سدیم هوا قطعي است و بدون شک انجام می‌شود و تمایل زیادی برای تولید اکسید فلز در باتری وجود دارد به‌گونه‌ای که گاهی باید از شدت این تمایل کاست. این اکسیداسیون با تولید انرژی و ایجاد جریان الکتریکی همراه است اما لزومی بر انجام واکنش معکوس شیمیایی یعنی احیای فلز نیست. متأسفانه به‌رغم برگشت‌پذیری واکنش شیمیایی احیا به صورت تئوری و به‌رغم تزریق انرژی به باتری و تزریق الکترون به آند در مرحله‌ی شارژ، در برخی فلزات این احیا به‌صورت موفق انجام نپذیرفته و بهترین باتری‌های فلز هوا را به باتری‌هایی غیرقابل شارژ و یک‌بارمصرف تبدیل می‌نمایند. باتری سدیم هوا از دسته‌ی باتری‌های فلز هوایی است که نه ولتاژ خیلی خاص و نه انرژی ویژه‌ی خاص و نه قابلیت برگشت‌پذیری مکرر سیکل خاصي دارد، لذا در زمره‌ی باتری‌های فلز هوای آزمایشگاهی قرار می‌گیرد. درعین‌حال پسماند باتری سدیم هوا حتی اگر در سیکل شارژ احیا نشود و مانند برخی دیگر از باتری‌های فلز هوا مانند آلومینیوم به‌صورت مکانیکی باز نصب و جایگزین شود، اکسیدی دوستدار طبیعت و بدون عوارض محیط زیستی است و به‌راحتی در طبیعت پذیرفته می‌شود. پس باتری سدیم هوا هم در آند و هم در کاتد دوستدار طبیعت است. آنچه بر پیچیدگی موضوع می‌افزاید، لزوم استفاده از برخی کاتالیست ها برای تسهیل واکنش است که با توجه به خاص بودن و نایاب بودن برخی از این کاتالیست ها، هزینه‌ی هر ژول انرژی

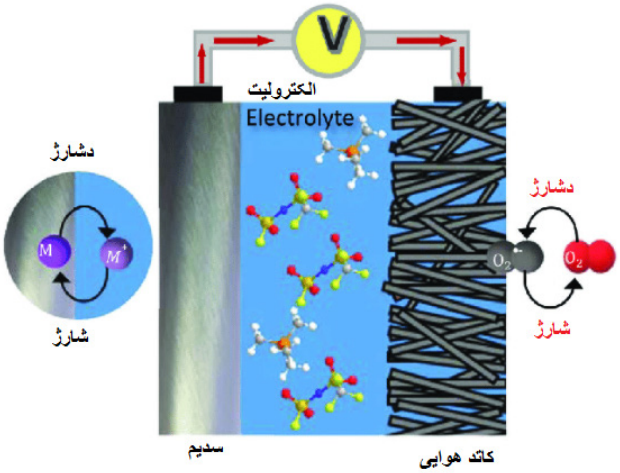
تحویلی از باتری فلز هوا افزایش خواهد داشت. در باتری سدیم هوا کاتالیست گران‌بهایی موردنیاز نیست.

در شکل ۲ فرایند دشارژ باتری سدیم هوا نمایش داده‌شده است. باید بدانیم مراد از تعبیر کاتد کربنی، ساختار مش مانند مبتنی بر کربن است که صرفاً به تخلخل لازم برای ورود هوای مملو از اکسیژن اشاره دارد. همچنین شایان‌ذکر است در خصوص باتری سدیم هوا، متون فنی بیش از سایر فلزات تعبیر کاتد اکسیژنی را به‌جای کاتد هوایی به کار برده‌اند که گویی تعبیر باتری سدیم هوا را به باتری سدیم اکسیژن مبدل می‌سازد. شاید این تفاوت در تعبیر به دلیل عدم توفیق کافی هوا در فعال‌سازی باتری سدیم هوا باشد که موضوع تأمین اکسیژن خالص را نیز بر دشواری‌های توسعه‌ی این باتری می‌افزاید.



شکل۲ـ دشارژ باتری سدیم هوا که اغلب باتری سدیم اکسیژن نامیده می‌شود.

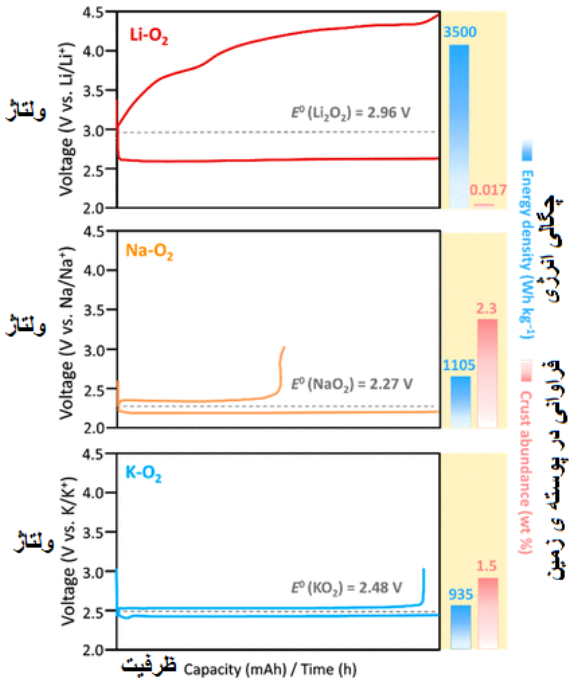
در شکل ۳ تبدیل مکرر فلز سدیم به یون سدیم در آند و تبدیل عنصر اکسیژن به یون اکسیژن در کاتد متخلخل در فرایندهای شارژ و دشارژ نمایش داده شده است.



شکل۳ـ ساختار باتری سدیم هوا

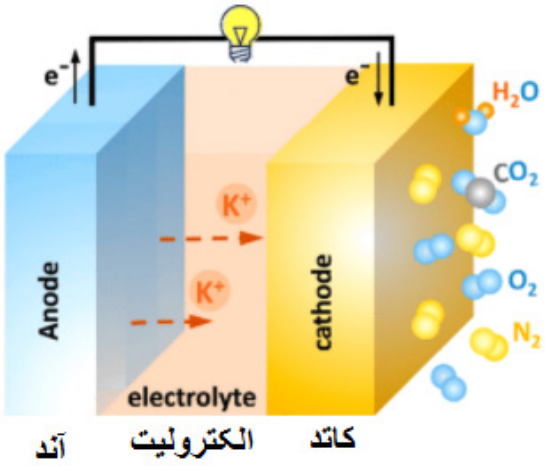
باتری پتاسیم هوا؛

در شکل ۴، مقایسه‌ای بین باتری فلز هوا مبتنی بر پتاسیم و دو فلز دیگر لیتیوم و سدیم ارائه شده است. به‌وضوح ظرفیت ویژه انرژی لیتیوم بیش از دو فلز دیگر است. گراف ولتاژ – زمان هر سه نوع باتری نیز بی‌شباهت به هم نبوده و ولتاژ تعادلی بین ۲ الی ۳ ولت را تأمین می‌کنند؛ اما آنچه توجه را جلب می‌کند، فراوانی بسیار زیاد فلز پتاسیم در مقایسه با لیتیوم است که نوید باتری فلز هوای ارزان‌تری را می‌دهد.



شکل۴ـ مقایسه گراف ولتاژ–زمان و فراوانی در پوسته‌ی زمین و ولتاژ تعادلی و انرژی ویژه سه فلز در باتری فلز هوا

ساختار باتری پتاسیم هوا مانند هر باتری فلز هوای دیگر است. در شکل ۵ این ساختار نمایش داده شده است. آند از پتاسیم یا آلیاژی از آن است. کاتد از هوای محیط مملو از اکسیژن شکل یافته که از ساختاری متخلخل شامل نیترات‌ها و کربن فعال به همراه کاتالیست هایی همانند عناصر تک اتمی تشکیل شده است. الکترولیت نیز یک محلول مناسب رسانای یون است.

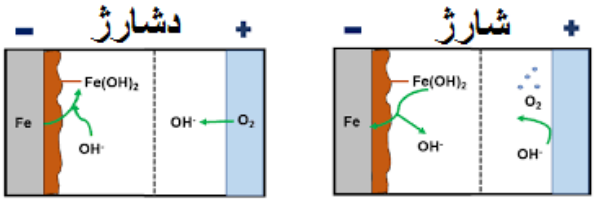


شکل۵ـ ساختار یک باتری پتاسیم هوا

باتری آهن هوا؛

در خصوص باتری فلز هوای مبتنی بر آهن، نتایج و خواص، قابل‌تأمل و جذاب است؛ چراکه اکسید آهن، ماده‌ای فراوان، غیر سمی، ارزان و سازگار با محیط‌زیست است. باتری فلز هوای تولیدشده مبتنی بر آهن، بر اساس واکنش آهن و آب و تولید اکسید آهن به همراه هیدروژن کار می‌کند. پذیرش اکسید آهن در طبیعت، این امتیاز را به این نوع باتری فلز هوا می‌دهد که برای ذخیره‌ی انرژی در آن از منابع تجدید پذیر و پایان‌ناپذیر، مانند انرژی خورشیدی و

باد، استفاده‌ی گسترده می‌شود و بدون انتشار مواد آلوده‌کننده‌ی محیط‌زیست، کار می‌کند. در هنگام شارژ و دریافت توان الکتریکی توسط باتری فلز هوا، هیدروژنی که از واکنش آب تولیدشده، با کارکردی معکوس در تبدیل اکسید آهن به فلز آهن مصرف می‌شود. اساس کار این باتری نیز مشابه عملکرد سایر باتری‌ها با فلزات لیتیوم، روی، آلومینیوم، سدیم و پتاسیم است که توضیحات لازم در خصوص آن‌ها ارائه گردید.



شکل ۶ ـ ساختار باتری آهن ـ هوا

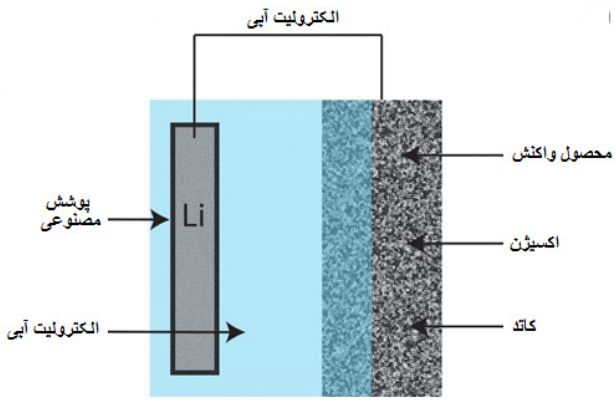
در پایان بحث، موضوع مهم تنوع الکترولیت در باتری فلز هوا، مطرح می گردد. چهار نوع الکترولیت برای باتری فلز هوا مفروض است که به ترتیب، غیر آبی، آبی، هیبریدی و جامد می باشند. وجود هوا به عنوان تامین کننده اکسیژن، فلز آندی، کاتالیست از مشترکات هر چهار رویکرد و تفاوت در نحوه ی پیاده سازی الکترولیت می باشد.

در الکترولیت غیر آبی، یک سیال آلی جای خود را به الکترولیت آبی می دهد و کربن متخلخل، معبر ورود هوا به کاتد را عهده می گیرد. در الکترولیت آبی، مواد آلی به سمت پوشش باتری در قسمت معبر ورود هوا می روند و یک لایه، بین آب و فلز حائل می شود تا مانع از واکنش شدید گردد. در رویکرد هیبریدی، کمی الکترولیت آلی در مجاورت فلز قرار می گیرد و سپس یک لایه حائل و بعد از آن الکترولیت آبی برای تبادل اکسیژن با هوای بیرون تعبیه می شود. در چهارمین رویکرد، اثری از سیال آلی یا آبی نیست، و الکترولیت به صورت جامد پیاده سازی می شود.

مهمترین مشکل رویکرد الکترولیت آبی در باتری فلز هوا، عدم قابلیت شارژ مجدد می باشد. هر چند معادلات بر روی کاغذ بازگشت پذیر می باشند، اما پیاده سازی موفق و قابل تجاری سازی مشاهده نشده است.

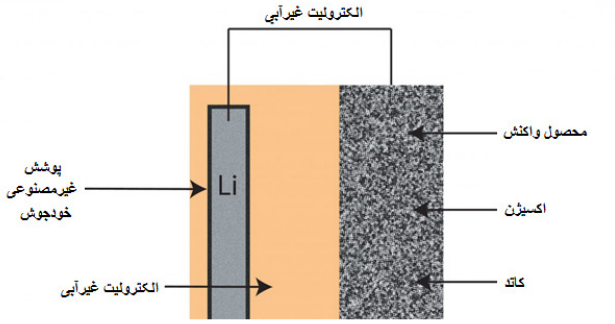
در رویکرد الکترولیت آلی، که به غیر آبی نیز موسوم است، قابلیت شارژ تامین شده و ایمنی تا حد بالایی لحاظ می گردد؛ چرا که امکان واکنش شدید آب با فلز با آسیب دیدن لایه ی فصل مشترک مصنوعی، وجود نخواهد داشت. محصول این نوع باتری فلز هوا، اکسید فلز بوده که با دریافت انرژی، قابل احیا است. اما مشکل دیگر، رسوب و عدم انحلال این اکسید است. عملا انواع اکسید فلز با ظرفیت های فلزی مختلف تولید می شود. در این رویکرد نیازی به لایه پوشش مصنوعی برای فلز نیست.

در رویکرد هیبریدی، همزمان هم الکترولیت آبی در مجاورت کاتد هوایی وجود دارد و هم الکترولیت آلی در مجاورت فلز در آند مستقر شده است. به عبارتی از مزایای هر دو الکترولیت استفاده شده و در عین حال با استفاده از یک غشای مناسب، از معایب این دو الکترولیت خصوصا در مجاورت آند با آب و نیز اکسید فلز با کاتد پرهیز می شود. این غشا برای عبور یون فلز مثبت، رسانا است. در این رویکرد، قابلیت شارژ وجود دارد و خطر واکنش شدید فلز با آب نیست؛ چون اساسا در مجاورت آند، آب و الکترولیت آبی وجود ندارد. از سوی دیگر، رسوبات اکسید فلز، تخلخل کاتد را از بین نمی برد؛ چون الکترولیت آلی در مجاورت کاتد نیست و اطراف آن را الکترولیت با محلول نمک فلز در آب فرا گرفته است.

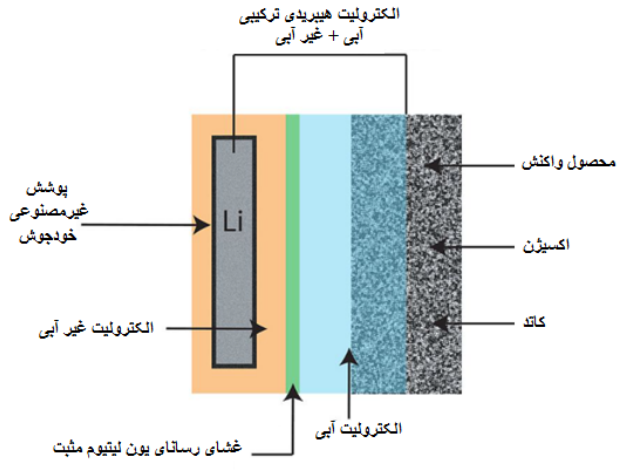


شکل ۷ ـ الکترولیت آبی

در رویکرد چهارم، الکترولیت به صورت جامد پیاده سازی شده و از پلیمر سرامیک برای انتقال یون فلز مثبت استفاده می شود. تا ۳۰ سیکل شارژ و دشارژ موفق در ویرایش الکترولیت جامد، ثبت گردیده است.



شکل ۸ ـ الکترولیت غیرآبی یا آلی



شکل ۹ ـ الکترولیت هیبریدی

ورود جدی کشور در حوزه های تولید، انتقال و مصرف هیدروژن

مهدی کربلایی
پژوهشگر حوزه ی انرژی

۱-مقدمه

با توجه به اهمیت یافتن نقش تغییرات اقلیمی در سیاست گذاری های کشورهای مختلف، نقش هیدروژن بعنوان یک حامل انرژی، بسیار پر رنگ تر از قبل شده است. کشورهایی که برنامه هایی در جهت کاهش انتشار کربن دارند، هیدروژن را بعنوان یکی از حامل های مهم انرژی در سبد مصارف انرژی خود می بینند. به چند جهت نقش هیدرژون در برنامه های کاهش انتشار کربن در کشورهای مختلف پر رنگ دیده شده است.

•هیدروژن سوختی پاک بوده که با سوختن خود تنها بخار آب تولید می کند.

•با توجه به ماهیت نوسانی تولید انرژی های تجدیدپذیر و غیرقابل کنترل بودن آنها هیدروژن می تواند نقش بسیار موثری در ذخیره سازی و نرمال سازی تولید انرژی های تجدیدپذیر ایفا کند.

•در روزگاری که سوخت های فسیلی کنار گذاشته می شوند، نقش هیدروژن در مصارف و فرآیندهای حرارتی که توسط برق قابل تامین نیستند پر رنگ تر خواهد شد.

•انتقال آن به مقاصد دور دست و انتخابی ساده تر خواهد بود.

۲- هیدروژن، محیط زیست و انرژی های تجدیدپذیر

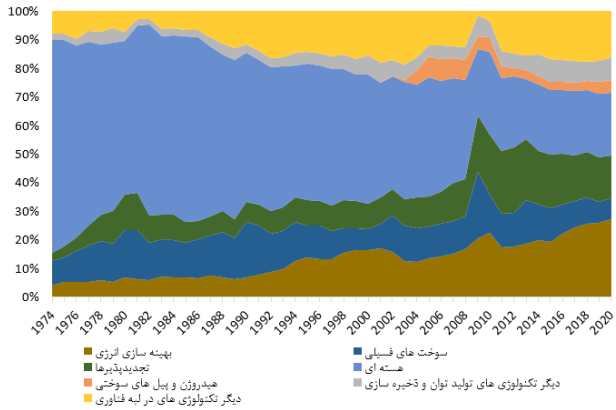
همانطور که مطرح شد، دلیل اصلی برنامه ریزی برای افزایش شدید سهم هیدروژن در سبد مصارف انرژی، مقابله با تهدیدهای تغییرات اقلیمی و آلایندگی سوخت های فسیلی می باشد. تولید هیدروژن سبز در گام اول نیاز به توسعه انرژی های تجدیدپذیر دارد و همانطور که ذکر شد عمدتاً جهت ذخیره سازی و نرمال سازی انرژی تولید از برق تجدید پذیر مورد استفاده قرار می گیرد. در گام بعدی از منظر انتشار کربن، هیدروژن آبی قرار دارد.(اگر چه هیدروژن فیروزه ای با منبع تجدیدپذیر، سبزتر می باشد اما در تقسیمات عمده مطالعات این حوزه مورد بررسی قرار نمی گیرد). در این روش تولید، هیدروژن از طریق سوخت های فسیلی و عمدتاً از طریق فرآیند ریفرمینگ متان به هیدروژن و کربن دی اکسید تبدیل می شود که در نهایت با جداسازی و ذخیره کربن دی اکسید تولید شده، هیدروژن آبی تولید می گردد. هیدروژن آبی و هیدروژن سبز نقش موثری در برنامه ریزی های کاهش انتشار کربن دارند و سایر روش های تولید هیدروژن بدلیل انتشار کربن مورد بررسی قرار نمی گیرند.

۳- نقش هیدروژن در اقتصاد

در بسیاری از برنامه ها و نقشه راه های توسعه هیدروژن، این موارد تحت عنوان اقتصاد هیدروژن مطرح می شوند چرا که شامل یک زنجیره به هم پیوسته از تولید، انتقال، مصارف نهایی و ذخیره سازی می باشد. با توجه به سهم قابل توجه این حامل انرژی در برنامه های کاهش انتشار کربن و سهم قابل توجه انرژی در اقتصاد جهانی، برنامه های توسعه هیدروژن در بخش های مختلف بسیار موثر و قابل توجه در برنامه ریزی های اقتصادی خواهد بود. از سمت دیگر قابلیت انتقال این ماده مانند گاز طبیعی بوده (اگر چه مسائل بسیار متفاوتی دارند اما روش های عمده انتقال مشابه می باشند) و می توان به هر نقطه ای از دنیا صادرات این حامل انرژی را انجام داد به طوری که کشورهای دارای منابع عظیم نفت و گاز مانند عربستان سعودی، استرالیا و عمان، برنامه های جدی برای صادرات هیدروژن به نقاط مختلف جهان بخصوص غرب اروپا دارند، تا جایی که به همین منظور حتی تغییراتی در ساختار سیاسی برخی کشورها در حال انجام است. به همین دلیل بررسی های پتانسیل های اقتصادی ایجاد شده در اقتصاد هیدروژنی در کشورهای مختلف با توجه به مواردی مانند منابع، موقعیت جغرافیایی، پتانسیل های موجود و ... متغیر می باشند و برنامه توسعه اقتصاد هیدروژنی بنابر دلایل ذکر شده باید متناسب با شرایط آن کشور مورد بررسی و ارزیابی قرار گیرند.

٤- هدف از برنامه ریزی جهت توسعه هیدروژن

از آن جهت که هیدروژن و بخصوص هیدروژن سبز در سال های اخیر بشدت مورد توجه قرار گرفته است، داشتن برنامه دقیق و مدون در جهت حرکت صحیح به سمت اقتصاد هیدروژنی و بررسی های پژوهشی با توجه به روند حرکت جهانی به این سمت الزامی می باشد. همانطور که در نمودار ۱ مشاهده می شود کشورهای عضو IEA که عمدتاً کشورهای برجسته جهان در حوزه انرژی و فناوری های آن می باشند از حدود سال ۲۰۰۰ با قدرت شروع به تحقیق و توسعه در زمینه هیدروژن و پیل های سوختی کرده اند. با توجه به اینکه ایران در حوزه انرژی یکی از مهمترین دارندگان منابع هیدروکربوری جهان می باشد و با توجه به برنامه های توسعه ای در زمینه انرژی، جهت دهی به سرمایه گذاری ها در این زمینه و برنامه ریزی برای تبدیل شدن ایران به هاب انرژی منطقه، برنامه ریزی در جهت بررسی پتانسیل ها و ظرفیت های موجود در زمینه تولید، انتقال،



نمودار۱ــ بررسی موسسه مطالعات بین المللی انرژی در داده های سهم هریک از حوزه های فناوری در بودجه RD&D دولتی کشورهای عضو IEA (این مطالعه توسط موسسه مطالعات بین المللی انرژی برای سایر کشورها انجام شده، و قابل ارائه و بررسی می باشد)

ذخیره و مصرف هیدروژن در ایران امری حیاتی و مهم می باشد و در صورت غفلت در این مورد دچار عقب ماندگی اقتصادی و فنی در این زمینه خواهیم شد.

۵-ایران و اقتصاد هیدروژنی

در حال حاضر سهم اعظم تولید هیدروژن در ایران و جهان در مجتمع های پالایش نفت خام و پتروشیمی ها می باشد. این هیدروژن تولیدی که به عنوان یکی از محصولات جانبی فرآیندهای موجود در این صنایع می باشند، در همین مجتمع ها در فرآیندهای مختلف تولید و تصفیه مورد استفاده قرار می گیرند و قابل مصرف در سایر بخش ها نمی باشد زیرا حجم هیدروژن تولیدی از روش های ذکر شده با هدف استفاده در تولید محصولات و فرآیندها محدود می باشد.

برنامه ریزی توسعه هیدروژن باید بتواند یک برنامه کاملاً عملیاتی در شرایط مختلف پیشنهاد دهد که بتواند در بخش های مختلف حوزه انرژی خلاها و مسائل موجود را کاهش دهد. در مرحله اول باید به معضلات و مشکلات موجود در حوزه انرژی پرداخت و جایگاه هیدروژن را در هر یک از این بخش ها تبیین کرد. عمده ـ ترین مسائل موجود در حوزه انرژی عبارتند از:

» عدم سرمایه گذاری و توسعه کافی در این بخش که عمدتاً بدلیل تحریم های اقتصادی می باشد.

» عدم توازن بین عرضه و تقاضای انرژی در ایران بخصوص برای گاز طبیعی در فصل سرد و برق در فصل گرم که هر ساله در حال عمیق تر شدن است.

» انتشار بالای آلاینده ها و گازهای گلخانه ای در ایران(جایگاه هشتم در بین کشورهای جهان) و سهم بزرگ بخش انرژی در انتشار گازهای گلخانه (در حدود ۸۰ درصد)

از طرفی وجود منابع عظیم هیدروکربوری، ساختار توسعه نیافته انرژی های تجدیدپذیر و نیاز به سرمایه گذاری های داخلی و خارجی در کشور، بخصوص در بخش انرژی و از سمت دیگر علاقه بالای کشورهای توسعه یافته به افزایش سهم هیدروژن در سبد مصارف انرژی و نیاز به واردات هیدروژن، می تواند پتانسیل بسیار بالایی برای سرمایه گذاری و انتقال دانش و فناوری در حوزه انرژی، بخصوص در زمینه هیدروژن و پیل های سوختی، برای ایران ایجاد کند.

۶-تولید هیدروژن در ایران

هیدروژن براساس روش های تولید به چهار دسته اصلی سبز، آبی، خاکستری و قهوه ای دسته بندی می شود. البته روش های تولید هیدروژن تنوع بسیار بالایی دارند اما در بررسی کلی این حامل انرژی معمولاً تقسیم بندی ذکر شده مدنظر است.

با توجه به پتانسیل قابل توجه و ساختار توسعه نیافته انرژی های تجدیدپذیر در ایران، بررسی سناریوهای مختلف ترکیب با تولید هیدروژن از نظر اقتصادی و فنی بسیار مهم می باشد. به طور کلی تولید هیدروژن از انرژی های تجدیدپذیر عمدتاً معطوف به استفاده از برق تجدیدپذیر و الکترولیز آب برای تولید هیدروژن می باشد. الکترولیز آب برای تولید هیدروژن یا در محل نیروگاه های تجدیدپذیر صورت می گیرد و یا اینکه مازاد شبکه برق که بدلیل تولید بالای انرژی های تجدیدپذیر اتفاق افتاده است، جهت تولید هیدروژن به کار گرفته می شود. این موضوع در کشورهایی مانند آلمان زمانی که تولید تجدیدپذیرها در ساعاتی بشدت افزایش و به تناسب آن قیمت برق کاهش می یابد، بسیار صرفه اقتصادی پیدا می کند. در کنار روش های ذکر شده تولید هیدروژن از مواد زیستی نیز امکان پذیر است اما هنوز از نظر قیمتی و مقیاس پذیری مشکلاتی دارد. بدلیل سرعت بالای حرکت تکنولوژی در این حوزه بخصوص تولید هیدروژن سبز، روش های متنوعی ارائه می شود و تلاش ها برای بهینه سازی قیمتی و افزایش مقیاس پذیری روش های تولید هیدروژن سبز با قدرت زیادی دنبال می شود.

از سمت دیگر ایران با داشتن ۹/۵% درصد از ذخایر نفت جهان و ۱۶% از ذخایر گاز طبیعی جهان سهم بسیار قابل توجهی در این ذخایر دارد. با توجه به افزایش تقاضای هیدروژن در جهان و پاسخگو نبودن هیدروژن سبز به تقاضای هیدروژن در گذار انرژی، نیاز به هیدروژن تولید شده از سوخت های فسیلی جهت تامین هیدروژن مورد نیاز بخصوص در کشورهای اروپای غربی، آلمان، آمریکا و ژاپن بشدت احساس می شود. کشور ایران می تواند با توجه به داشتن منابع عظیم و در دسترس هیدروکربوری، بخشی از تقاضای بازار هیدروژن در جهان را تامین کند و در این راستا به جذب سرمایه گذار در زیرساخت های نفت و گاز کشور و تولید، ذخیره سازی و انتقال هیدروژن بپردازد. همچنین برای تولید هیدروژن می توان با جمع آوری گازهای حاصل از احتراق و تزریق آن به میادین نفتی به افزایش برداشت از میادین نفتی و کاهش شدت انتشار کربن برای هیدروژن تولیدی کمک کرد. کشورهای مختلف نفتی مانند عربستان سعودی، کانادا، عمان و استرالیا، برنامه ها و پروژه های عظیمی در این راستا تدوین کرده اند و در حال ایجاد زیرساخت های لازم برای افزایش سهم خود در این بازار هستند.

مطالعات محدودی در زمینه تولید هیدروژن در ایران برای نقاطی مشخص و محدود، بدون در نظر گرفتن زنجیره ارزش انجام شده است که قابلیت سیاستگذاری و برنامه ریزی در این راستا را ندارند. در کنار روش های ذکر شده برای تولید هیدروژن روش های متعدد دیگری مانند استفاده از مازاد شبکه برای تولید هیدروژن، مطرح است که نیاز به بررسی دقیق و مطالعات فنی و اقتصادی دارند.

همچنین تبدیل و یا استفاده از واحدهای مجتمع های پالایشی نفت و گاز و مجتمع های پتروشیمی، جهت تولید هیدروژن از گاز طبیعی نیز می تواند بعنوان یک پتانسیل موجود در گذار انرژی، مورد بررسی قرار گیرد.

۷-انتقال و ذخیره سازی هیدروژن در ایران

روش های متنوعی برای انتقال هیدروژن مطرح شده است. در حال حاضر انتقال از طریق خطوط لوله برای مقاصد با برد کوتاه و کشتی های تانکری مخصوص حمل هیدروژن برای مقاصد با برد بلند (عمدتاً بصورت هیدروژن مایع یا آمونیاک) مورد استفاده و توسعه قرار گرفته اند. هیدروژن می تواند بصورت خالص و یا ترکیب ذخیره شده در ماده دیگر، منتقل شود، بعنوان مثال هیدروژن را می توان با تبدیل کردن به آمونیاک و یا ذخیره سازی در زئولیت ها و سپس انتقال زئولیت منتقل نمود.

با توجه به شبکه وسیع انتقال گاز کشور و وابستگی شدید تقاضای انرژی کشور به گاز طبیعی و از طرف دیگر افزایش شدید شکاف بین تولید و مصرف گاز در کشور، هیدروژن می تواند بعنوان یک مکمل گاز طبیعی وارد عمل شود و به گاز متان ارسال شده مقداری نیز هیدروژن اضافه شود. در حال حاضر در برخی از کشورهای جهان تزریق هیدروژن به گاز طبیعی در خطوط لوله عملیاتی شده است. عملیاتی کردن این موضوع نیاز به بررسی های گسترده ای دارد. بخشی از شرایط مورد نیاز مربوط به ویژگی های گاز ارسالی است مانند فشار، ارزش حرارتی، دما و... که تغییرات این موارد با تزریق نسبت های مختلف متان و هیدروژن باید مورد بررسی قرار گیرد. همچنین بررسی شرایطی مانند خوردگی لوله و تجهیزات، نشتی و مسائل ایمنی نیز باید مورد توجه قرار گیرد.

وجود زیرساخت های رها شده تولید LNG در ایران نیز، می تواند جهت تولید هیدروژن مایع برای صادرات و ذخیره سازی مورد بررسی قرار گیرد.

از آنجا که بخشی از گاز طبیعی کشور در مخازن ذخیره سازی مانند سراجه و شوریجه برای فصل های سرد سال ذخیره می شود، در صورت تزریق هیدروژن به خط انتقال گاز طبیعی، امکان بررسی ذخیره سازی در این مخازن نیز باید مورد بررسی قرار گیرد.

بطور کلی در این بخش بدنبال تغییرات لازم برای انتقال و ذخیره سازی هیدروژن با توجه به زیرساخت های موجود، در سناریوهای مختلف تزریق هیدروژن در خطوط انتقال وزیرساخت های لازم برای صادرات هیدروژن هستیم.

۸-تقاضای هیدروژن در ایران

مشترکین مصرف کننده انرژی در کشور را می توان به بخش های زیر دسته بندی کرد:

» خانگی و تجاری
» صنعتی
» نیروگاه
» حمل و نقل
» کشاورزی

با توجه به اینکه فناوری های حوزه هیدروژن و پیل های سوختی در ایران توسعه نیافته اند در حال حاضر در بخش های مصرف کننده انرژی در ایران تقاضای قابل ملاحظه ای برای هیدروژن وجود ندارد. از طرفی با توجه به حرکت جهان و فناوری ها به سمت تقاضای هیدروژن، انتظار می رود پس از حرکت کشورهای توسعه یافته به سمت اقتصاد هیدروژنی، تقاضای هیدروژن در ایران نیز با یک تاخیر زمانی افزایش یابد.

در بخش خانگی، با توجه به وابستگی این بخش بخصوص در زیر بخش های گرمایش و پخت و پز به گاز طبیعی و سطح دسترسی بسیار بالای این بخش به گاز طبیعی، هیدروژن می تواند جایگزین و یا مکمل مناسبی در کنار گاز طبیعی برای مصارف این بخش باشد. در کشورهای آلمان و استرالیا تزریق ۲۰% هیدروژن در کنار گاز طبیعی بصورت آزمایشی بدون نیاز به تغییر تجهیزات، برای این بخش انجام شده است. در کنار این موضوع استانداردهای لازم برای این گونه مصارف در تجهیزات این بخش باید تبیین و بررسی گردد.

در بخش حمل و نقل، کشورهای توسعه یافته در حال توسعه دادن خودروهای هیدروژنی درون سوز و یا خودروهای هیدروژنی پیل سوختی هستند. در ایران نیز می توان تاثیر استفاده از سوخت هیدروژن در موتورهای فعلی و یا ترکیب آن با سوخت هایی مانند CNG در خودروهای داخلی را بررسی نمود.

بخش صنعتی کشور نیز با توجه به مصارف گسترده در طیف متنوعی از صنایع و فرآیندها می تواند یکی از نقاط مهم مصرف کننده هیدروژن باشد. تاثیر مصرف هیدروژن در فرآیندها و تجهیزات دوار و نیاز به تغییرات تکنولوژیک در صنایع نیز، یکی از محل های مستعد جهت بررسی های پژوهشی می باشد. با توجه به اینکه بخشی از مصارف گاز کشور در مصارف غیر حرارتی مانند تامین خوراک صنعت پتروشیمی مصرف می شود، بررسی تزریق هیدروژن و تاثیر آن بر این صنعت و دیگر صنایع حائز اهمیت است.

۹-جمع بندی

تولید، انتقال و مصرف هیدروژن در ایران دارای ابهاماتی است که به کفایت مورد مطالعه قرار نگرفته است. با توجه به اینکه بسیاری از کشورهای جهان با جدیت توسعه این حوزه را دنبال می کنند، برنامه ریزی در این حوزه برای بررسی پتانسیل های موجود و تلاش برای استفاده از فرصت های پیش رو بسیار حیاتی می باشد. با توجه به روند پیش روی جهانی جهت کاهش انتشار کربن و برنامه ریزی برای افزایش شدید سهم هیدروژن در سبد مصارف انرژی، قطعاً مشتریان دیروز نفت و گاز، تمایل بسیار بیشتری برای جایگزینی سوخت های فسیلی با هیدروژن خواهند داشت، در نتیجه توجه به برنامه ریزی برای دست یابی به سهم قابل توجهی از این فرصت ویژه، امری ضروری می باشد.

گزارش تحلیلی | نظم کنونی انرژی

نگرشی نوین در راستای بهبود و توسعه زنجیره ارزش در شرکت های ملی نفت

سیدصادق ضرغامی
پژوهشگر موسسه مطالعات بین المللی انرژی

زنجیره ارزش، مجموعه عملیاتی است که در یک صنعت به صورت زنجیرگونه انجام می گیرد تا به خلق ارزش منجر شود. مدیریت زنجیره ی ارزش نیز به نوعی هنر قراردادن یک شرکت در مکان درستی از زنجیره ارزش و البته چیدمان صحیح عاملان، محصولات و فعالیت ها در زنجیره است.

مدل زنجیره ارزش یک مدل کسب و کار می باشد که کل فعالیتهای مورد نیاز جهت خلق یک محصول یا خدمت را نمایش می دهد. این زنجیره در شرکت های تولیدی شامل مراحل و فعالیت هایی است که طی آن، ماده اولیه به محصول نهایی تبدیل شده و آماده توزیع می شود.

بخش های اصلی زنجیره ارزش در شرکت های ملی نفت شامل بخش بالادستی مشتمل بر واحدهای تولید و بهره برداری، بخش میان دستی شامل واحدهای انتقال و ذخیره سازی، و بخش پایین دستی شامل پالایش و پتروشیمی، می باشند.

شرکت های ملی نفت، چه آنهایی که عمده فعالیت های آنها عملیاتی می باشد و چه آنها که به مدیریت عملیات مبادرت می ورزند، یک دغدغه مشترک دارند و آن حداکثرسازی منافع حاصل از منابع هیدروکربنی برای اقتصاد کشور می باشد. بدین منظور، نگرشی کلان نسبت به فعالیت های زنجیره ارزش بخش نفت و گاز، مورد نیاز بوده و لازم است که تولید و تخصیص بهینه مواد هیدروکربنی به بخش های اصلی زنجیره ارزش صورت پذیرد.

بطور کلی، شرکت های ملی نفت به توسعه سبد دارایی های (منظور همان پورتفولیو[1] است و شامل شرکت های تابعه، واحدهای عملیاتی و بهره برداری، محصولات، تجهیزات و مجموعه سرمایه گذاری ها، و سایر موارد، که در راستای افزایش منافع مالی شرکت مورد استفاده قرار می گیرند، می شود) بخش های تولید، پالایش، و پتروشیمی، بعنوان مجموعه ای از دارایی ها و شرکت های مستقل، می پردازند.

آنها تلاش می کنند تا هر بخش، بیشترین ارزش را در حوزه فعالیتهای خودش ایجاد نماید. اما در حال حاضر، با چشم انداز ناپایدار بازار، و افزایش پیچیدگی ها و همچنین تعاملات تعداد کثیری از واحد های عملیاتی و بهره برداری در طول زنجیره ارزش، نگاه مدیریتی یکپارچه، جهت بدست آوردن حداکثر ارزش در کل زنجیره، الزامی بنظر می رسد.

شرکت های ملی نفت باید مدیریت سبد دارایی ها در کل زنجیره ارزش را عهده دار شوند و موازی کاری ها و داده های متغیر و پراکنده را شناسایی نمایند. برای این کار باید توانایی ها و ابزارهای مدیریتی لازم را توسعه دهند و فرهنگ همکاری بین واحدی و مکانیزم های اخذ داده های صحیح و بروز را ایجاد نمایند.

اولین قدم در این راه، توسعه نگرش برنامه ریزی یکپارچه، همراستا با اهداف سازمانی و ملی، بر اساس داده های صحیح و شفاف مربوط به منابع و سرمایه ها، در سراسر زنجیره ارزش می باشد. علاوه بر این، به مدل های جدیدی از زنجیره ارزش جهت شناسایی تنگناها، فعالیتهای غیرهمراستا با اهداف، ارزیابی و کمی سازی گزینه های استراتژیک، و تخصیص بهینه نفت و گاز به مصرف کنندگان نهایی، نیاز است.

۱) مدیریت سبد دارایی ها[2]، چالشی برای شرکت های ملی نفت

شرکت های ملی نفت، بدلیل در اختیار داشتن منابع غنی فسیلی، نقشی اساسی در توسعه اقتصادی کشورهایشان بازی می کنند و با چالشهایی خاص در خصوص مدیریت مجموعه دارایی ها، روبرو هستند. مجموعه دارایی های آنها به داخل کشورشان محدود می شود و جریان فیزیکی مواد هیدروکربنی بین واحدهای عملیاتی در حال تبادل است. چالش این شرکتها، حداکثر سازی ارزش مجموعه دارایی ها در یک واحد یکپارچه بصورت کلان (یا به تعبیری همان

جدول ۱: مراحل مختلف بلوغ در شرکت های ملی نفت و چالشهای مربوطه جهت مدیریت مجموعه دارایی ها

	بازیگران نوظهور	توسعه دهندگان بخشی	حافظان منابع	قهرمانان ملی
شرح	شرکت های ملی نفت با اکتشافات جدید در حال توسعه	شرکت های ملی نفت با رشد تولید و بخش پایین دستی در حال تولد	شرکت های ملی نفت با مدیریت عملیات در سراسر زنجیره ارزش	شرکت های ملی نفت با منابع درآمدی بغیر از بخش نفت و گاز
چالش های مدیریتی سبد دارایی ها	توسعه طرح های بلند مدت در بخش نفت و گاز	اجرای پروژه ها و ایجاد زیرساخت ها برای توسعه ی بخشی	بهینه سازی عملیات جهت حداکثرسازی بازیافت منابع هیدروکربنی و ارزش سبد دارایی ها	حمایت از اهداف توسعه ی ملی و تنوع بخشی اقتصادی

۱ Portfolio
۲ Portfolio management

سیستم یکپارچه) می باشد. ضمنا اهداف کلان شرکتهای ملی نفت شامل؛ توسعه اقتصاد غیر نفتی، و افزایش اشتغال و رفاه عمومی در کشور می باشند که نسبت به سود دهی از اولویت بالاتری برخوردارند. بطور کلی، شرکت های ملی نفت در مراحل مختلف بلوغ، با چالشهای خاصی جهت مدیریت مجموعه دارایی های خود روبرو هستند که در جدول ۱ ذکر گردیده اند. شایان ذکر است با توجه به نظم نوین جهانی انرژی و مباحث گذار انرژی، مقوله ی یکپارچگی در شرکت های ملی نفت و رویکرد آنها به انرژی های تجدیدپذیر نیز به صورت جداگانه قابل بررسی است.

۲) مراحل مختلف بلوغ شـرکتها و چالشهای مربوطه

• بازیگران در حال ظهور

برای کشورهایی که در مراحل اولیه توسعه نفت و گاز هستند، تمرکز اصلی فعالیت های فنی، مدیریتی، حقوقی، و زیرساخت های جذب سرمایه گذاری، بر روی توسعه بخش تولید از منابع اکتشافی جدید می باشد. شرکت های ملی نفت در این مرحله نیاز دارند برای توسعه این بخش به تدوین استراتژی ها و نقشه های راه جهت عرضه نفت و گاز در آینده، متناسب با مصارف نهایی، بپردازند. در این مرحله، میزان عدم اطمینان از سطح تولید آینده بالاست و گزینه های مختلفی جهت پوشش تقاضای داخلی و حمایت گسترده از توسعه اقتصادی وجود دارد. شرکتهای مذکور باید دامنه وسیعی از سناریوهای مربوط به سبد دارایی ها را که سبب سود و بهره اقتصادی بیشتر می شود، ارزیابی نموده و توسعه دهند. بعنوان مثال، ممکن است طی مفروضات خاصی، میزان منفعت حاصل از تولید نفت دریایی با صادرات کل آن حداکثرسازی شود، یا ممکن است اهداف توسعه ملی و سیاست های امنیت عرضه انرژی اجازه این کار را ندهد و از استراتژی انتقال نفت به ساحل جهت تغذیه به پالایشگاه ها حمایت کند. اگرچه این تصمیمات ساده بنظر می آیند ولی به مجموعه ای از متغیرها مانند چشم انداز تولید و تقاضا، قیمت ها، و هزینه های توسعه زیرساخت، وابسته هستند.

• توسعه دهندگان بخشی

در این مرحله، شرکت های ملی نفت تمرکز خود را بر روی اطمینان از اینکه توسعه سبد دارایی ها همراستا با نقشه راه می باشد، قرار می دهند. با مشخص شدن میزان منابع نفت و گاز، این شرکتها نقش اصلی در توسعه زیرساخت فیزیکی بصورت مستقیم یا از طریق شرکای بین المللی بازی می کنند. چالش شرکت های مذکور در این مرحله، ایجاد زیرساخت های اصلی و ظرفیت های تولید، مثلا ایجاد زیرساخت فرآورش گاز یا زیرساخت تولید تاسیسات پالایشی و پتروشیمی، با ظرفیتهای متناسب، می باشد. تصمیمات کارآمد در این خصوص، به ارزیابی مجموعه ای از سرمایه گذاری های زیرساختی نیاز خواهد داشت. بعنوان مثال، استراتژی صادرات گاز ممکن است شفاف باشد ولی هنوز سرمایه گذاری نهایی در صادرات از طریق تاسیسات گاز طبیعی مایع (LNG) یا صادرات از طریق خط لوله، نیاز به بررسی بیشتر عدم قطعیت های تولید داشته باشد.

• حافظان منابع

در این مرحله، شرکت های ملی نفت بزرگ دنیا، بخش نفت و گاز خود را طی دهها سال توسعه داده و بدنبال حداکثرسازی ارزش منابع هیدروکربنی برای اقتصاد کشورشان می باشند. پروژه های بسیار بزرگ مستقل نفتی (مگاپروژه ها) ، محرک رشد این شرکتها می باشند. در برخی موارد، میادین بالادستی، زیرساخت های فرآورش و صادرات خودشان را دارند و توسط شرکای مستقل توسعه داده می شوند. در این شرایط، مجموعه ای از شرکت ها رشد نموده اند که اغلب، نقش راهبردی دارند. اگرچه این مدل در گذشته، شرکت های ملی نفت را بخوبی میزبانی می کرده است، ضعف آن این است که همکاری و هماهنگی بین واحدها و توانایی شرکتها جهت مدیریت سبد دارایی ها بصورت یکپارچه، اغلب محدود می شود.

عصر مگاپروژه های مستقل در حال پایان است و چشم انداز توسعه آینده، از طریق توسعه مجدد میادین، توسعه میادین کوچکتر از طریق زیرساخت موجود، و یکپارچگی عملیات پتروشیمی و پالایش جهت بدست آوردن هماهنگی هزینه ای و عملیاتی، حاصل خواهد شد.

حداکثرسازی ارزش، نیازمند ارزیابی جریان موجود نفت و گاز در سرتاسر سبد دارایی ها، و اتخاذ تصمیمات شفاف در خصوص تخصیص بهینه منابع به مصارف نهایی، می باشد. برای بسیاری از شرکت های ملی نفت، این کار به معنی تصمیم در خصوص تخصیص بهینه گاز جهت تزریق مجدد برای افزایش بازیافت نفت، سوخت نیروگاه های برق، خوراک پتروشیمی و یا صادرات، می باشد.

• قهرمانان ملی

قهرمانان ملی علاوه بر ایفای نقش بعنوان حافظان منابع و حامیان بودجه ملی، نقش گسترده ای در توسعه کسب و کارهای اقتصادی غیرنفتی مانند سرمایه گذاری، سلامت، تحصیلات و نظایر آنها، دارند. تصمیمات در این خصوص، نیاز به بررسی اهداف ملی، اهداف سازمانی، و میزان منفعت حاصله، برای شرکت های ملی نفت دارد.

۳) چالش های حاصل از مدیریت یکپارچه سـبد دارایی ها

نوسانات اخیر قیمت نفت بهمراه چشم انداز غیر مشخص برای بازارهای نفت و گازجهانی، شرکت های ملی نفت را مجبور کرده است که بر مدیریت مجموعه دارایی هایشان بصورت یکپارچه، تمرکز نمایند. چالش های انجام این کار شامل موارد ذیل می باشند:

- تعاریف متفاوت از داده ها و استانداردها، در واحدهای مختلف در سبد دارایی ها و بدنبال آن، مواجه شدن با مجموعه ای از داده های پراکنده، ناکامل و متغیر
- برنامه ریزی های نادرست، پلتفرم های نرم افزاری ناسازگار و ابزارهای ناکارآمد جهت مدیریت دارایی ها
- تمرکز بر نتایج هر واحد در سبد دارایی بصورت مستقل، بجای داشتن نگاه یکپارچه به کل مجموعه
- عدم سفارشی سازی شاخص های کلیدی عملکرد برای هر واحد مستقل در سبد دارایی ها
- توانایی محدود جهت شناسایی، ارزیابی، و حل مسائل بین

سازمانی و بین وظیفه ای
♦ فقدان فرهنگ و رفتار مناسب جهت همکاری و اشتراک داده ها.

برای غلبه بر چالشهای مذکور، باید اقدامات ذیل انجام پذیرد:
■ ایجاد برنامه ریزی یکپارچه با قابلیت تخصیص سرمایه به واحدهای زنجیره ارزش
■ توسعه مدل های جدید جهت ارزیابی گزینه هایی برای بهینه سازی عملیات در سراسر زنجیره ارزش

شرکتهای ملی نفت نیاز دارند که نگرششان را نسبت به برنامه ریزی و تخصیص سرمایه در سبد دارایی ها از حالت دارایی های مستقل به دارایی ها بعنوان واحدهایی از زنجیره ارزش، تغییر دهند. یعنی باید وابستگی بین واحدها و مبادلات آنها نیز در نظر گرفته شوند، نه فقط نیازمندی های هر واحد بصورت مستقل. (جدول ۲)
پیش بینی های تولید و نیازهای سرمایه ای باید منتج از اهداف و برنامه ریزی ها باشند. در بسیاری از موارد، پیش بینی های تولید، آمال و آرزوهای شرکت های ملی را بیان می کنند و با محدودیتهای توانمندی و سرمایه ای شرکت ها انطباق ندارند.
برنامه ریزی یکپارچه باید در راستای اهداف استراتژیک شرکت های ملی نفت باشد و هر واحد در زنجیره ارزش نیز از آن حمایت نمایند. شاخص های اصلی باید بر اساس کارایی سرمایه و عملیات باشند نه بر اساس اهداف تولیدی و ظرفیتی حاصل از نگرش بالا به پایین. منابع عملیاتی و مالی نیز باید بر اساس اولویت، به واحدها و فعالیت هایی تخصیص داده شوند که بیشترین حمایت را از اهداف استراتژیک می کنند، نه بر اساس نیازهای عملیاتی حاصل از نگرش پایین به بالا. بنابراین به نگرشی نیاز است که چالش های مجموعه کل دارایی ها را بصورت یکپارچه در نظر بگیرد و وابستگی داخلی واحد های زنجیره ارزش را منعکس نماید. اهداف نیز باید واقعی و قابل دستیابی و عملکرد شرکت قابل نظارت، باشد. (جدول ۲)

تغییر نگرش مذکور، نیاز به اجرای شش مولفه برنامه ریزی دارد که عبارتند از:
✓ راهبری استراتژیک
✓ بخش بندی سبد دارایی ها
✓ ثبات و شفافیت داده ها
✓ بررسی سبد دارایی ها و چالش ها بصورت یکپارچه
✓ رتبه بندی پروژه ها و تخصیص سرمایه
✓ هدایت و برنامه ریزی

٤) مدل های بهبود زنجیره ارزش

این مدل ها باید قادر باشند تا از برنامه ریزی یکپارچه و تصمیم گیری ها حمایت نمایند و فعالیتهای اصلی را در سراسر زنجیره ارزش بهینه کنند. به عنوان مثال، یکی از چالشها، تخصیص منابع گاز است. شرکت های بالادستی بمنظور تعادل فشار مخازن در میادین نفتی، گاز تولید می کنند. واحدهای فرآورش گاز باید گاز فرآوری شده را به مشتریان صنعتی و نیروگاه های داخلی ارسال نمایند و تعهدات صادرات گاز را پوشش دهند. واحدهای پایین دستی در جستجوی گسترش تولید محصولات پتروشیمی بر پایه گاز هستند.
جهت حداکثرسازی ارزش منابع گازی، شرکت های ملی نفت باید مشخص کنند چه سناریویی با مفروضاتی مانند میزان عرضه، تقاضا و قیمت ها، می تواند به بهترین وجه، سود آوری و اهداف استراتژیک شرکت را پوشش دهد.
هر واحد، تقاضای گاز مربوط به خود را داشته و توانایی لازم جهت بهینه سازی عملیات خود را دارد. اما ابزارها و فرآیندهای تخصیص بهینه گاز بین واحدهای عملیاتی وجود ندارد. مدل های زنجیره ارزش، قادرند با تعریف شاخص ها، مبادلات را کمی نموده، گاز را مطابق اولویت ها اختصاص دهند و منافع کلی زنجیره ارزش را حداکثر نمایند. (جدول ۳)
مدل های زنجیره ارزش در مراحل اولیه توسعه شرکت های ملی نفت می توانند بمنظور برنامه ریزی توسعه بخشی زیرساخت های استراتژیک مورد استفاده قرار گیرند. در توسعه یک مدل، تنگناها، و ارتباطات متقابل بین واحدها، شناسایی می شوند. اثرات ناشی از نوسانات هزینه و قیمت، بر کل زنجیره ارزش، بدون نیاز به ارزیابی تک تک واحدها ، به سرعت قابل ارزیابی است. بعلاوه، تاثیر وقایع پیش بینی نشده مانند قطع حمل و نقل یا زیرساخت فرآورش به سرعت قابل درک می باشد. نهایتا با بلوغ هرچه بیشتر شرکتها و وابستگی واحدها به همدیگر، فرصتهای بهبود توسط این مدل ها قابل شناسایی و ارزیابی است. (جدول ۳)
مزایای حاصل از نگرش کل نگرانه به سبد دارایی ها شامل موارد ذیل می باشند:
◄ افزایش تولید از طریق شناسایی و حذف تنگناها
◄ کاهش در هزینه ها، و بهبود در کارایی سرمایه، از طریق همراستایی

جدول ۲: نیاز اولیه شرکت های ملی نفت جهت تغییر نگرش به برنامه ریزی یکپارچه و تخصیص سرمایه

	نگرش سنتی	نگرش نوین
سبد دارایی	دارایی های مستقل	زنجیره ارزش یکپارچه
محرک	نیازهای عملیاتی	اهداف استراتژیک
شاخص کلیدی	نیازهای سرمایه ای و پیش بینی تولید	کارایی سرمایه ای و عملیاتی
منابع	نامحدود	تخصیص طبق اولویت
اهداف	آمال و آرزو	واقعی و قابل دستیابی

برنامه ها بین واحدهای سازمانی، شناسایی هم افزایی ها و حذف موازی کاری ها

◄ همراستایی رفتارها در حمایت از فرهنگ سازمانی همکاری، از طریق تشکیل تیم های چند وظیفه ای و بین سازمانی جهت توسعه مدل بهبود زنجیره ارزش

تجربیات اخیر نشان می دهند که مدل های زنجیره ارزش، از توانایی و انعطاف لازم جهت کمک به شرکت های ملی نفت برای درک تقاضا، تبادلات تجاری، و افزایش منافع مالی، برخوردار می باشند. (جدول ۴)

هر مدل بهبود زنجیره ارزش، منحصر بفرد است و برای اهداف و چالشهای اصلی هر شرکت، توسعه داده شده است. هرچند در اغلب موارد، توسعه مدل بهبود، در قدم اول با ترسیم نقشه فیزیکی زیرساخت و جریان واقعی و برنامه ریزی شده نفت و گاز و سایر محصولات در شبکه، شروع می شود.

قدم دوم، شناسایی گره های (نودها) اصلی است یعنی نقاطی که برای تخصیص مواد هیدروکربنی میتوان از گزینه های مختلفی استفاده نمود. مثلا تخصیص نفت خام به پالایشگاه های داخلی یا صادرات. (شکل ۵)

قدم سوم، تبدیل شبکه به یک مدل عددی شامل همه اطلاعات اصلی مورد نیاز جهت توسعه سناریوها و بررسی تاثیر سناریوهای مختلف بر سبد دارایی ها می باشد.

بیشتر داده های مورد نیاز جهت ایجاد مدل، مانند پیش بینی هزینه های عملیاتی و تولید، از طریق فرآیند برنامه ریزی یکپارچه تامین می شود. اطلاعات اضافی مانند مفروضات اقتصاد کلان، ظرفیت واحدهای تولیدی، محصولات کارخانه و هزینه های تبدیل نیز به آنها اضافه می شود تا به مدل اجازه دهد که قابلیت محاسبه ارزش هر واحد از سبد دارایی ها را در هر سناریو داشته باشد. (شکل ۵)

مدل بهبود زنجیره ارزش، یک مبنا برای میزان سود آوری سبد دارایی ها و هرکدام از زیربخش های اصلی آن، بر اساس آخرین داده های ورودی برنامه ریزی یکپارچه، ارائه خواهد داد.

۵) نتیجه گیری

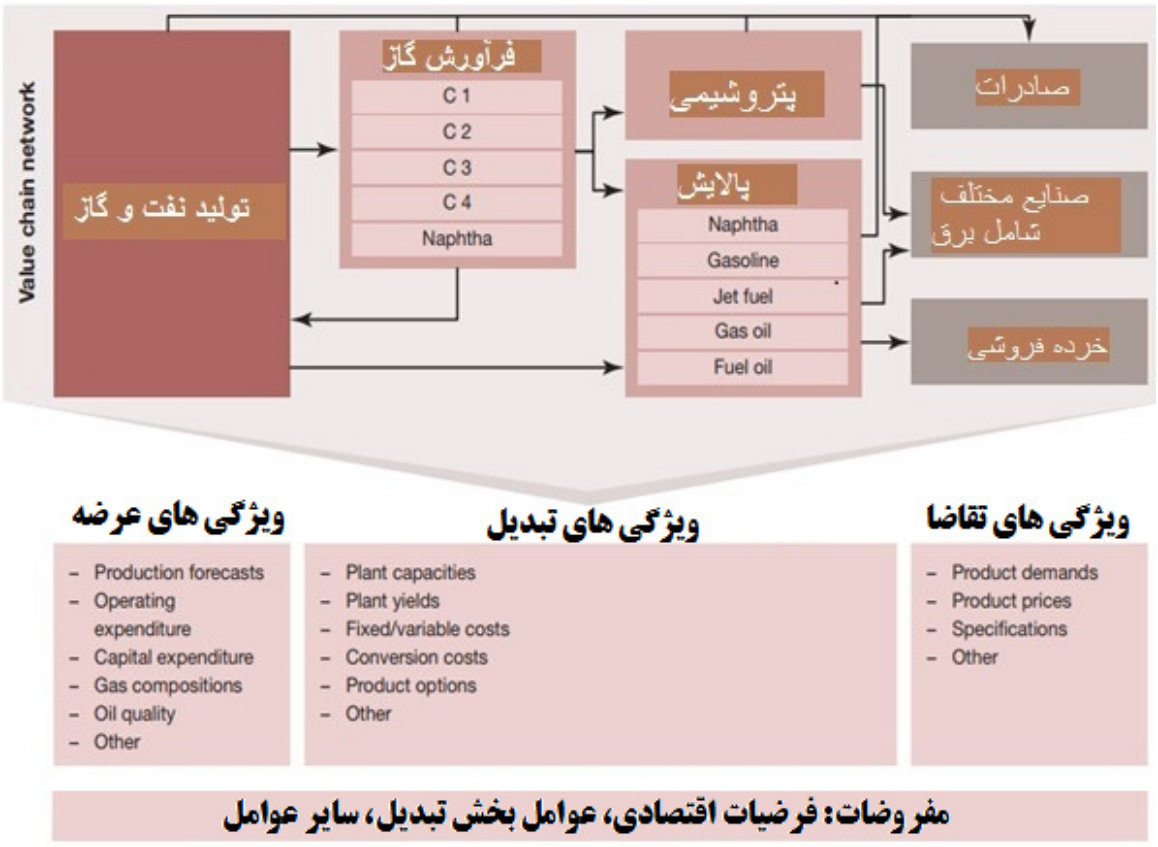
نگرشی که در این مطالعه مورد بررسی قرار می گیرد، حداکثر سازی ارزش سبد دارایی ها از طریق توسعه مدل بهبود زنجیره ارزش و برنامه ریزی یکپارچه، در شرکتهای ملی نفت می باشد.

جدول ۳: مدل های بهبود زنجیره ارزش موارد استفاده زیادی دارند و دارای منافع قابل سنجش برای شرکت های ملی نفت می باشند

موارد استفاده مدل بهبود زنجیره ارزش		مزایای آن برای شرکت های ملی نفت
برنامه ریزی مفهومی	ارزیابی گزینه ها برای توسعه بخش نفت و گاز	افزایش تولید و کاهش تاخیر زمانی
برنامه ریزی زیرساختی	ارزیابی تاثیر گزینه های مختلف زیرساخت، ارزیابی ظرفیت های مورد نیاز	
حذف گلوگاه از زنجیره ارزش	شناسایی حوزه هایی که جریان منابع هیدروکربنی با ظرفیت کنونی متناسب نیست، حذف گلوگاه ها	کاهش هزینه ها و بهبود کارایی کالاهای سرمایه ای
حمایت از تصمیمات سرمایه گذاری	ارزیابی اینکه چگونه تصمیم گیری بر روی یک پروژه ی سرمایه ای بزرگ بر حوزه های دیگر زنجیره ارزش اثر می گذارد	
آنالیز حساسیت قیمت	ارزیابی دامنه ی قیمت با در نظر گرفتن گزینه های مختلف	
آنالیز اگر – آنگاه	ارزیابی وقایع پیش بینی نشده بر روی عناصر زنجیره ارزش	افزایش همکاری و کار گروهی
بهینه سازی تصمیمات پیچیده در طی زنجیره ارزش	ارزیابی تصمیمات بهینه با نتایج مختلف که نیاز به هماهنگی بین عناصر سبد دارایی ها دارد	

جدول ٤: مدل های بهبود زنجیره ارزش منافع مادی و زود بازدهی برای شرکت های مالی نفت دارند

	مطالعه موردی اول	مطالعه موردی دوم	مطالعه موردی سوم	مطالعه موردی چهارم
کاربردهای مدل	سناریوهای توسعه بخش نفت و گاز، تخصیص منابع هیدروکربنی به مصارف نهایی رقابتی	همراستایی طرح های بالادستی و پایین دستی و بهینه سازی ظرفیت فرآورش	ارزیابی منافع بین عناصر زنجیره ارزش حاصل از سرمایه گذاری زیرساختی گاز	توسعه استراتژیک تخصیص سوخت بهینه برای بخش نیروگاهی داخلی
نتایج	اصول تخصیص، نیازهای زیرساختی، برنامه های توسعه بخشی	تنگناهای زنجیره ارزش، گزینه های کاهش انتشار، برنامه های سرمایه گذاری جدید	توسعه بازار و سناریوهای قیمتی، اقتصاد مربوط به زنجیره ارزش یکپارچه	افزایش مذاکرات تجاری، بررسی وجود سوخت و روند قیمت گذاری، تخصیص بهینه سوخت



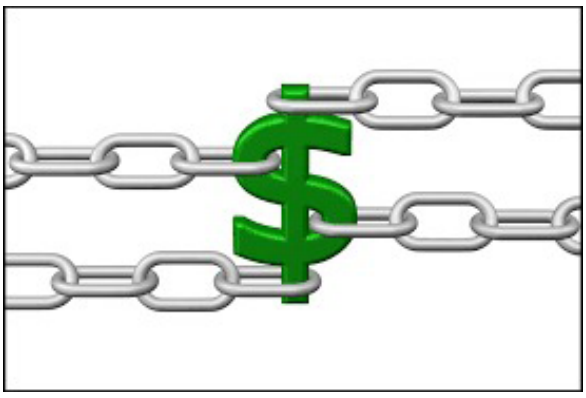
جدول ۵: نمودار شماتیک زنجیره ارزش نفت و گاز و ساختار مدل بهبود زنجیره ارزش

این نوع مدل ها باعث تسهیل در اولویت بندی پروژه ها و سرمایه گذاری ها، و شناسایی و توجه به تنگناها شده و استفاده کارآمدتر از منابع جهت حداکثرسازی تولید و کاهش تاخیر در پروژه ها را سبب می شوند. آنها همچنین، منجر به بهینه سازی هزینه ها و سرمایه گذاری ها در کل زنجیره ارزش، جهت دستیابی به بهترین عملکردها و حداکثرسازی ارزش دارایی ها، می شوند. از منافع مهم دیگر آنها، افزایش کار گروهی و همکاری است که حاصل از تجربه برنامه ریزی یکپارچه و نگاه بر عناصر سبد دارایی ها بصورت یکپارچه و به هم وابسته است که با هم، برای حداکثرسازی ارزش منابع نفت و گاز، عمل می کنند.

باید توجه داشت که نگرش حداکثرسازی ارزش سبد دارایی ها با نگرش حداکثرسازی ارزش حاصل از محصولات، متفاوت است. در نگرش اول، به سبد سهام، ارزش ویژه برند، ائتلافات استراتژیک و پارادایم های نوین اثرگذار بر توسعه شرکت ها، توجه می شود زیرا بدنبال آن، ارزش کل سبد دارایی ها افزایش می یابد. در صورتی که در نگرش دوم، هدف، حداکثرسازی ارزش سبد محصولات در طی زنجیره ارزش است و نگاه، کاملا اقتصادی و کوتاه مدت می باشد.

پیشنهادات

پیشنهاد می شود با نگرش حداکثرسازی سبد دارایی ها، زنجیره ارزش شرکت ملی نفت ایران مورد بازبینی قرار گیرد، چالشهای مدیریت سبد دارایی ها و راه حل های رفع آنها بررسی شوند، ارزیابی شود که این شرکت در چه مرحله ای از بلوغ قرار دارد و برای توسعه آن چه اقداماتی باید انجام گیرد، مدل های توسعه ای مناسب مورد بررسی قرار گیرند، و نهایتا، ساختار اجرایی شامل سازمان دهی گروه های کاری بین سازمانی و بین وظیفه ای جهت برنامه ریزی یکپارچه و تخصیص منابع و سرمایه ها با نگرش جدید، ارائه گردد. بدیهی است پس از انجام مطالعات مذکور و شناسایی تنگناها و چالشها، بازنگری در تدوین سیاست ها و طراحی ساختار کلان بخش نفت و گاز، همراستا با اهداف استراتژیک شرکت، لازم خواهد بود.



منابع

• A new approach to optimizing national oil company value chains, PWC, 2018

• Designing green marketing pattern in Iran's oil industry, oil and gas economics and management, volume5, issue 1, winter 2021

• www.investopedia.com, value chain, 2022

• www.vcmstudy.ir مرکز مطالعات زنجیره ارزش، ۲۰۲۲

گزارش تحلیلی | نظم کنونی انرژی

بررسی مقایسه ای اجرای فاز پیش راه اندازی و راه اندازی یک پروژه با روشOPERCOM و ITP (مورد مطالعه: یک پالایشگاه گاز)

فرشید مدنی فر، غلامرضا خرسند، پیمان حافظی
پژوهشگران حوزه ی انرژی ـ شرکت نیر پارس مپنا

چکیده

تعریف فاز راه اندازی در پروژه‌های صنعتی فرآیندی است که در آن درستی عملکرد سیستم‌ها و تجهیزات نصب‌شده به منظور حصول اطمینان از مطابقت با مشخصات طراحی، نقشه‌ها و اصول مهندسی بررسی می‌گردد تا به ترتیب و مرحله به مرحله، آماده بهره‌برداری گردند. این فرایند پس از تکمیل عملیات ساخت و نصب تجهیزات، اعم از تجهیزات مکانیکی، برقی و ... آغاز می‌گردد و شامل دو بخش پیش‌راه‌اندازی و راه‌اندازی است.برای این مهم در پروژه های صنعتی، در ایران معمولا از دو روش استفاده می شود. یکی از این روش ها روش سنتی است که به نام روشITP(Inspection and Test Plan) معروف است و در فاز ساخت نیز استفاده می شود. حالت دیگر پیش راه اندازی و راه اندازی به روش های جدید می باشد که در این مطالعه روش OPERCOM شرکت توتال مورد بررسی قرار می گیرد. بررسی مقایسه ای دو روش مذکور جهت رسیدن به دو موضوع مهم در مدیریت پروژه یعنی صرفه جویی زمانی و هزینه ای انجام شده است.

۱-مقدمه

سال های گذشته پس از ورود شرکت توتال به صنعت نفت و گاز ایران به عنوان مجری در پروژه های پارس جنوبی، روش OPERCOM به عنوان متدلوژی تجاری این شرکت در مدیریت فاز پیش راه اندازی و راه اندازی نیز وارد صنعت نفت و گاز گردید. این روش با پشتوانه استانداردهاي تدوين شده، انتقال ايمن و سريع پروژه از فاز ساخت به فاز راه اندازي و نيز انجام عمليات پيش راه اندازي و راه اندازي و همچنين مديريت پانج هاي پروژه را درکمال ايمنی راهبري می‌کند. تدوين دستورالعمل‌هاي دقيق در تمامی ديسيپلين‌ها در حوزه پيش راه اندازي تا مرحله قبل از راه اندازی نشان دهنده توانمندي و کاربردي بودن اين متدلوژي می‌باشد. اهداف شش گانه مورد نظر اين روش شامل: اجراي مطمئن، انجام کار مطابق برنامه ريزي، ايمنی در بالاترين سطح ممکن، بالا بردن راندمان و کيفيت، ثبات و استحکام در راه اندازي و کاهش هزينه های پروژه است. قبل از ورود شرکت توتال و روش OPERCOM، فاز های پیش راه اندازی و راه اندازی پروژه ها مانند فاز ساخت با تبعیت از ITP انجام می شد.

۲-مشخصات پروژه

پروژه مورد مطالعه، بخش خشکی یکی از پالایشگاه های گازی پارس جنوبی می باشد. پالایشگاه مذکور شامل واحد هایی به شرح ذیل می باشد:

- سیلابه گیر
- شش واحد احیای مواد MEG و ارسال مجدد آن به سکوها توسط خطوط لوله ۴/۵ اینچی
- دو واحد اصلی تثبیت میعانات گازی
- چهار ردیف گازی هریک شامل واحدهای شیرین سازی- نم زدائی ـ تبرید گاز
- دو واحد جداسازی و تصفیه LPG
- دو واحد تصفیه گاز اتان
- واحد جداسازی گازهای اسیدی از آب
- هشت دستگاه کمپرسور صادرات جهت تزریق گاز به خط سراسری
- چهار واحد بازیافت گوگرد از گازهای اسیدی
- یک واحد گرانول سازی گوگرد
- واحدهای پشتیبانی شامل شش دستگاه بویلر, سه دستگاه کمپرسور هوا, یک واحد تولید نیتروژن
- واحدهای آفسایت شامل مخازن ذخیره مواد شیمیایی, مشعلها, حوضچه سوزان, مخازن ذخیره میعانات گازی و LPG
- واحد تصفیه پساب
- چهار مخزن ذخیره میعانات گازی
- دو مخزن ذخیره پروپان
- دو مخزن ذخیره بوتان

مطابق با تعریف OPERCOM واحد های ذکر شده به عنوان سیستم در نظر گرفته شده است. لیست محصولات تولیدی

جدول۱: محصولات تولیدی پالایشگاه

محصول	تولید روزانه
میعانات	۸۰۰۰۰ USB
گاز شیرین	۵۰,۰۰۰,۰۰۰ m^s
اتان	۲۷۵۰ ton
بوتان	۶۰۰ ton
پروپان	۱۰۸۰ ton
گوگرد	۴۰۰ ton

پالایشگاه مطابق با جدول ۱ می باشد.

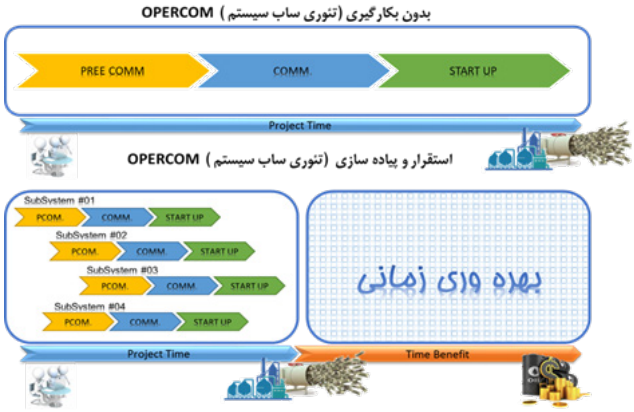
۳-شرح مسئله

با توجه به اهمیت موضوع زمان و هزینه، اولویت هر پروژه ای در صنعت نفت و گاز رسیدن هر چه سریعتر به بهره برداری و فرایند تحویل و تحول با حفظ کیفیت و همچنین ایمنی می باشد. موضوع

رسیدن به تولید از نقطه نظر زمانی بسیار اهمیت دارد به طوری که حتی یک روز زودتر رسیدن به تولید باعث سود اقتصادی قابل توجهی برای شرکت، کشور و پیمانکار بهره بردار می گردد. پیشبرد پروژه مطابق با دستور العمل های رایج فاز ساخت ITP، که دارای نواقص بسیار زیادی به ویژه در بحث تست های زنده مرحله راه اندازی می باشد منتج به هدر رفت زمانی بسیار و به دنبال آن پایین آمدن کیفیت کار، ایمنی و راندمان می شود و مجموع این دلایل منجر به ایجاد بانک های اطلاعاتی سلیقه ای و جزیره ای و از کنترل خارج شدن هدایت پروژه می شود و در پایان پروژه موجب انباشته شدن انبوهی از پانچ های گوناگون و تاخیر در تحویل و تحول پروژه می گردد. در این مطالعه به بررسی هر دو روش در مدیریت فاز پیش راه اندازی و راه اندازی از منظر صرفه جویی زمانی و هزینه ای برای پروژه خواهیم پرداخت.

٤-حل مسئله

متدولوژي OPERCOM داراي ۴ استاندارد اصلی می باشد که به ترتیب شامل GS EXP ۱۰۱ و GS EXP ۱۰۳ و GS EXP ۱۰۵ و GS EXP ۱۰۷ GS EXP است. در GS EXP ۱۰۱ مشخصات و تعاریف اختصاصی این متدولوژي شرح داده شده است. در استاندارد GS EXP ۱۰۳ موضوع آماده سازي فني پروژه مطرح می گردد و در استاندارد GS EXP ۱۰۵ و GS EXP ۱۰۷ به ترتیب روش هاي اجرایی پیش راه اندازي و راه اندازي مطابق روش OPERCOM با توضیحات کامل و دقیق درج شده است. پیاده سازي متدولوژي OPERCOM در یک پروژه می بایست مطابق با استاندارد هاي مربوطه صورت بگیرد. مهمترین و اساسی ترین مفهوم در نگاه این متدولوژي مفهوم سیستم و زیرسیستم و انطباق دادن آن با شرایط پروژه است. این مفهوم که به تئوری زیرسیستم متدولوژی OPERCOM معروف است، شاخص ترین ویژگی این روش می باشد که موضوع اصلی این مطالعه را شکل می دهد. از نگاه این روش، به زیر مجموعه بزرگی از یک پروژه که کارکرد مستقل و مشخصی داسته باشد، سیستم گفته می شود. سیستم معمولا بر اساس نوع سیال و یا سرویس مشخص می گردد. زیرسیستم بزرگترین زیر مجموعه یک سیستم است که وظیفه اجراي عملیات مشخصی را بر عهده دارد و داراي حداقل تداخل و یا بدون تداخل با سایر زیرسیستم‌ها باشد. تئوری زیرسیستم و همچنین پیاده سازی این تئوری در پروژه کاملاً بر اساس استاندارد و قوانین فنی مربوطه است و سلیقه شخصی در آن جایگاهی ندارد. در تصویر شماره ۱ این تئوری و نقش آن در صرفه جویی زمانی پروژه به خوبی نشان داده شده است. همپوشانی زیرسیستم ها و همچنین استقلال هر زیرسیستم از نظر اجرای فعالیت های پیش راه اندازی و راه اندازی منجر به استفاده بهینه از نیروی انسانی و همچنین سایر منابع پروژه می گردد و مقایسه آن با روش سنتی میزان صرفه جویی زمانی را به خوبی نشان می دهد.



شکل۱: تئوری زیرسیستمOPERCOM

٤-١- تعریف سیستم ها

مطابق با تعریف ذکر شده از سیستم در متدلوژی OPERCOM و

جدول۲: سیستم‌های تعریف‌شده در پالایشگاه گاز

Unit (SYSTEM) Name	Unit (SYS) No
Reception Facilities	۱۰۰
Gas Treating	۱۰۱
MEG Regeneration	۱۰۲
Condensate Stabilization	۱۰۳
De-hyd & Mercury Guard	۱۰٤
Recovery C۲	۱۰۵
EGCM	۱۰٦
NGL Fractionation	۱۰۷
Sulfur Recovery	۱۰۸
Sour Water Stripping	۱۰۹
Condensate Backup	۱۱۰
Gas Treating	۱۱۰
Refrigeration C۳	۱۱۱
Caustic Regeneration	۱۱۳
Treatment & Drying C۳	۱۱٤
Treatment & Drying C٤	۱۱۵
Treatment & Drying C۲	۱۱٦
Steam Generation & Distribution	۱۲۱
Fuel Gas	۱۲۲
Instrument & Service Air	۱۲۳
Nitrogen	۱۲٤
Sea Water Desalination	۱۲٦B
Polishing Water	۱۲۷
Potable Water	۱۲۸
Waste Effluents Disposal	۱۲۹
Fire Water	۱۳۰
Fire Water Network	۱۳۰
Diesel	۱۳۱
Cooling Water System	۱۳۲

Flare & Blow down	۱۴۰
Utility & Offsite Drains	۱۴۱
Burn Pit	۱۴۲
Condensate Storage	۱۴۳
SSS	۱۴۴
Refrigerant Storage C۳	۱۴۵
Chemicals Storage	۱۴۶
Stand Export C۳	۱۴۷
Stand Export C۴	۱۴۸
Interconnection	۱۶۰
Fire & Gas Detection	FGS
Emergency Shut Down	ESD
Instrument Technical Room	ITR
Electrical Distribution	۱۲۰
Electrical System Earth	ES
BUILDING	BLD
HVAC	HVAC
TELECOM	TELECOM

در فاز مهندسی، راه اندازی سیستم های ذیل در پروژه تعریف شده است:

همانطور که در جدول شماره ۲ آمده است سیستم ها به دو گروه شامل سیستم های اصلی که دارای نقش تولیدی است و سیستم های فرعی که نقش سرویس دهی به سیستم های اصلی را دارند، تقسیم می گردد.

۵-تعریف زیرسیستم ها:

مهمترین ویژگی این متدولوژی، تئوری زیرسیستم می باشد. همانطور که در تصویر شماره ۱ نشان داده شده است اجرای این مهم منتج به صرفه جویی زمانی و هزینه ای بسیار قابل توجهی در پروژه می گردد. در این مرحله با توجه به دستورالعمل های مربوط به شرح فرایند هر سیستم وهمچنین بررسی نقشه های PID و با استناد بر دستور العمل سیستم سازی متدولوژی، اقدام به تعریف زیرسیستم های پروژه و مشخص نمودن دقیق مرز های آن می گردد. در تعریف زیرسیستم ها باید موضوع عدم تداخل یا تداخل حداقل با سایر زیرسیستم ها در نظر گرفته شود و در نهایت یک مدرک با عنوان شناسایی سیستم ها و زیرسیستم ها تدوین خواهد شد. برای این پروژه ۱۰۴۲ عدد زیرسیستم تعریف شده است به عنوان مثال برای سیستم ۱۲۰ زیرسیستم ها به شرح جدول ۳ در نظر گرفته شده است.

۵-۱- مارک آپ نمودن PID ها و SLD های پروژه بر اساس زیرسیستم های تعریف شده:

بر اساس استاندارد های متدولوژی و با استناد به دستور العمل سیستم سازی همزمان با تعریف زیرسیستم ها، محدوده آن ها روی نقشه های PID و SLD به صورت دقیق مشخص و مارک آپ، تهیه و ابلاغ می گردد و این نقشه های فرایندی مبنای تهیه بانک های اطلاعاتی پروژه خواهند بود.

۵-۲- تهیه بانک اطلاعاتی فنی پروژه

در این مرحله مطابق با نقشه های مارک شده PID و محدوده زیرسیستم های تعریف شده، آیتم های پروژه در بخش های مختلف و بر حسب زیرسیستم های تعریف شده استخراج و به سیستم

جدول ۳: لیست زیرسیستم های مربوط به سیستم ۱۲۰

Subsystem NO	.SUBSYSTEM DES
۰۱-۱۲۰	۰۱-۶kV SWITCHBOARD SS-SWB۲A/B
۰۲-۱۲۰	۰۱-۰/۴KV SWITCHBOARD SS-SWB۳A/B
۰۳-۱۲۰	۰۲-۰/۴KV SWITCHBOARD SS-SWB۳A/B
۰۴-۱۲۰	۰۳-۰/۴KV SWITCHBOARD SS-SWB۳A/B
۰۵-۱۲۰	۰۴-۰/۴KV SWITCHBOARD SS-SWB۳A/B
۰۶-۱۲۰	۰۵-۰/۴KV SWITCHBOARD SS-SWB۳A/B
۰۷-۱۲۰	۰۱-۰/۴KV SWITCHBOARD SS-ESWB۳A/B
۰۸-۱۲۰	۵۷۰۱-EMERGENCY DIESEL GENERATOR SS-DG
۰۹-۱۲۰	AC UPS ۱۱۰/۱۹۰ FOR INSTRUMENT SUPPLY ۰۱-CR-UPS
۱۰-۱۲۰	۱۱۰V DC FOR ELECTRICAL SUPPLY ۰۱-SS-CH
۱۱-۱۲۰	AC UPS ۲۳۰ FOR SAFETY LIGHTING SUPPLY ۰۱-SS-UPS
۱۲-۱۲۰	SS PDCS SYSTEM
۱۳-۱۲۰	CATHODIC PROTECTION SYSTEM
۱۴-۱۲۰	ELECTRIC HEAT TRACING SYSTEM

ICAPS وارد می شود. آیتم های مختلف بر حسب موارد ذیل تهیه می گردد:

- بسته های تست خطوط لوله بر حسب زیرسیستم های اختصاص یافته و لوپ های تعریف شده
- تجهیزات ثابت و دوار بر حسب زیرسیستم های اختصاص یافته
- آیتم های ابزار دقیق شامل تمامی تجهیزات و پنل ها و کابل های مختلف بر حسب زیرسیستم های اختصاص یافته
- آیتم های الکتریکال شامل تمامی تجهیزات و پنل ها و کابل های مختلف بر حسب زیریستم های اختصاص یافته

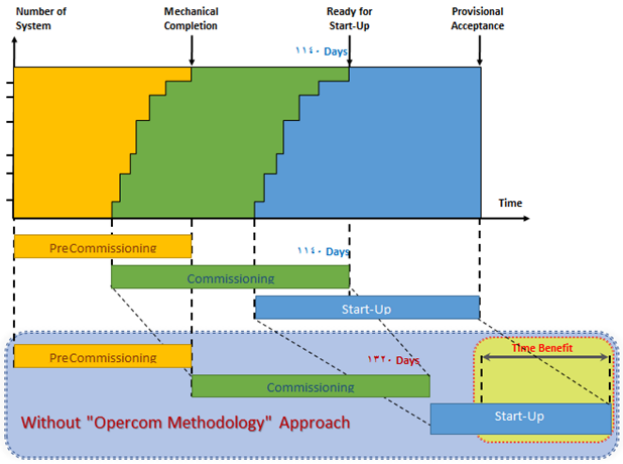
پس از تهیه بانک های اطلاعاتی پروژه بر حسب زیرسیستم های تعیین شده اطلاعات در سیستم ICAPS تعریف می گردد. این سیستم با توجه به نوع هر آیتم پروژه، فعالیت های متناظر با آن آیتم را در مرحله پیش راه اندازی و راه اندازی تعریف می نماید. خروجی این سیستم اطلاعات کاملی مانند موارد ذیل را در اختیار مدیران پروژه قرار می دهد.

- تمامی آیتم های پروژه در قالب زیرسیستم های استاندارد تعریف شده
- تمامی فعالیت های مرحله پیش راه اندازی و راه اندازی به تفکیک زیرسیستم و آیتم های پروژه
- نفر ساعت تمامی فعالیت های مربوط به هر زیرسیستم و سیستم پروژه
- امکان تعریف سناریو های مختلف راه اندازی

۵-۳- محاسبه نفر ساعت پروژه جهت انجام فاز پیش راه اندازی و راه اندازی

خروجی سیستم ICAPS نفر ساعت تمامی فعالیت های فاز پیش راه اندازی و راه اندازی را مشخص می نماید. در این زمان اهمیت تئوری زیرسیستم این متدلوژی بیش از پیش نمایان می شود. در این مطالعه تمامی نفر ساعت مورد نیاز پروژه استخراج و در دو حالت بررسی انجام شد. حالت اول در صورت عدم وجود متدلوژی OPERCOM و تئوری زیرسیستم و بر اساس ITP و حالت دوم با در نظر گرفتن متدلوژی OPERCOM و با توجه به اولویت های زیرسیستمی و همچنین هم پوشانی زیرسیستم ها. در جدول شماره ۴ یکی از سیستم ها به عنوان نمونه انتخاب شده است و فرایند بررسی و مقایسه ای در آن مشخص گردیده است.

در این جدول، زیرسیستم های مربوط به سیستم ۱۲۰ مشخص شده است و نفر ساعت به تفکیک هر زیرسیستم نیز استخراج شده است. نفر ساعت کلی برای فاز پیش راه اندازی و راه اندازی ۷۲۸۸۶ نفر ساعت محاسبه گردید. با توجه به محدودیت فضای یک ساب استیشن تعداد نفرات شاغل همزمان ۲۰ نفر در نظر گرفته شد و هماظور که در جدول مذکور مشخص می باشد، بدون در نظر گرفتن تئوری زیرسیستم و با داشتن نفرساعت کلی و همچنین تعداد نفر عدد ۳۶۴ روز محاسبه گردید. در حالت دوم با در نظر گرفتن تئوری ساب سیستم و همچنین همپوشانی ایجاد شده در زیرسیستم ها و با تقسیم منابع انسانی پروژه، عدد ۱۷۵ روز محاسبه گردید. اختلاف زمانی ایجاد شده ۱۸۹ روز بر اساس نگرش مبتنی بر OPERCOM می باشد. برای تمامی سیستم های پروژه این فرایند انجام شد و



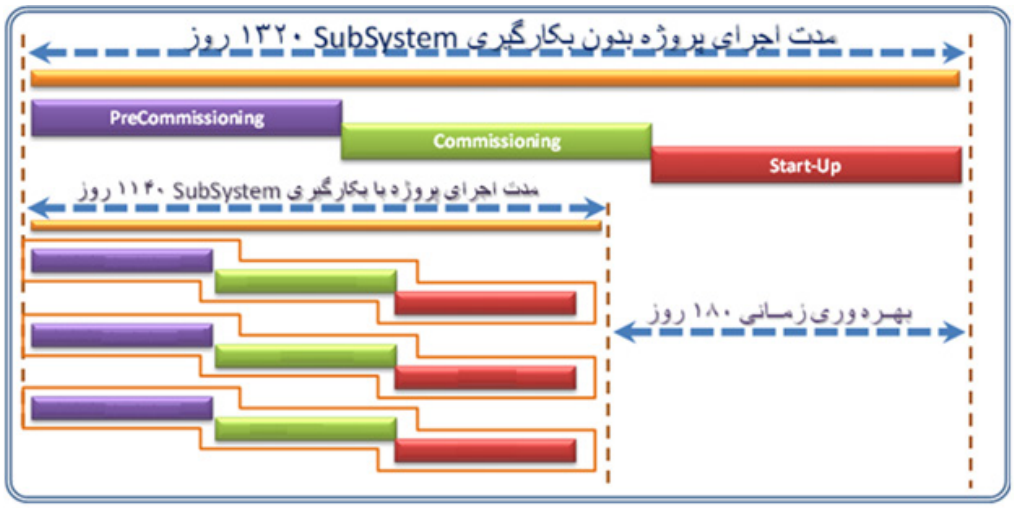
تصویر۲: شرح کلی پروژه

نتیجه محاسبات در تصویر شماره ۲ آمده است.

با توجه به محاسبات انجام شده، بدون داشتن تئوری زیرسیستم و بدون روش OPERCOM مدت اجرای پروژه ۱۳۲۰ روز خواهد بود و با بکارگیری این متد مدت اجرای پروژه به ۱۱۴۰ روز می رسد که ۱۸۰ روز کاری صرفه جویی زمانی خواهد داشت.

با توجه به اینکه صرفه جویی زمانی در پروژه های نفت و گاز منتج به بهره وری مالی می گردد، لذا بررسی انجام شده مطابق با جدول ۵ به صورت بهره وری مالی نشان داده شده است. لازم به ذکر است بهره وری مالی فقط از نظر تولید در نظر گرفته شده است.

جدول ٤: عدم بکارگیری تئوری زیرسیستم در یک سیستم



تصویر۳ : مقایسه از منظر صرفه جویی زمانی

جدول۵ : محاسبه درآمد حاصل از فروش محصولات پالایشگاه به دلار

محصول	تولید روزانه	قیمت واحد	قیمت روزانه	دوره ۱۸۰ روزه
میعانات	USB ۸۰/۰۰۰	$۶۱/۰۰	$۴/۸۸۰/۰۰۰	$۸۷۸/۴۰۰/۰۰۰/۰۰
گاز شیرین	۵۰/۰۰۰/۰۰۰ مترمکعب	$۰/۳۳	$۱۶/۵۰۰/۰۰۰/۰۰	$۲/۹۷۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰
اتان	۲۷۵۰ تن	$۲۰۰/۰۰	$۵۵۰/۰۰۰/۰۰	$۹۹/۰۰۰/۰۰۰/۰۰
بوتان	۶۰۰ تن	$۵۹۰/۰۰	$۳۵۴/۰۰۰/۰۰	$۶۳/۷۲۰/۰۰۰/۰۰
پروپان	۱۰۸۰ تن	$۵۶۵/۰۰	$۶۱۰/۰۰۰/۰۰	$۱۰۹/۸۳۶/۰۰۰/۰۰
گوگرد	۴۰۰ تن	$۱۳۷/۰۰	$۵۴/۸۰۰/۰۰	$۹/۸۶۴/۰۰۰/۰۰

با توجه به محصولات تولیدی روزانه پلنت و همچنین قیمت های این محصولات در جدول شماره ۵ میزان درامد روزانه برای هر محصول مشخص شده است. درامد های روزانه اهمیت ۱۸۰ روز کاری صرفه جویی زمانی را مشخص می کند.

۶-نتایج:

همانطور که در بررسی های انجام گرفته مشخص گردید، لزوم وجود یک متدلوژی به روز در فاز پیش راه اندازی و راه اندازی بسیار بارز می باشد و عملا ITP با داشتن نواقص و مغایرت های زیاد در این فاز کارایی لازم را ندارد. یکی از آیتم های مهم در موضوع مدیریت پروژه، صرفه جویی زمانی می باشد که در پروژه های نفت و گاز و پتروشیمی اهمیت دو چندان دارد. سایر نتایج حاصله از پیاده سازی متدولوژی OPERCOM در یک پروژه به شرح ذیل می باشد:

- صرفه جویی و بهره وری در وقت و هزینه با استفاده از تئوری زیرسیستم متدولوژی OPERCOM
- مدیریت فعالیت های پیش راه اندازی و راه اندازی از نقطه نظر اجرا و تهیه مدارک و دستورالعمل ها
- مدیریت پروژه در تمامی فاز های پروژه از جمله فاز خرید متریال مطابق با اولویت های تعیین شده
- مدیریت پانچ ها و نواقص پروژه توسط ماژول پانچ ICAPS به طوری که برای هر پانچ پروژه شناسه اختصاصی صادر می گردد و برای هریک از علت های توقف نیز سازکار با امکان پیگیری مستمر فراهم می گردد.
- مدیریت فعالیت های مربوط به نگهداری تجهیزات
- تسهیل فاز های تحویل دهی پروژه از فاز ساخت به پیش راه اندازی و از فاز پیش راه اندازی به فاز راه اندازی و تحویل موقت و دائم
- ایمنی کامل در مرحله استارت آپ برای هر سیستم یا زیرسیستم با مرور تاریچه فعالیت ها و پانچ های هر زیرسیستم در قالب جلسه قبل از استارت آپ و صدور گواهی مرور ایمنی قبل از استارت آپ
- تهیه لیست تجهیزات یدکی، موقتی و نیاز های راه اندازی با توجه به پیش بینی حجم کار
- تهیه برنامه زمانبندی پیش راه اندازی و راه اندازی و اختصاص صحیح منابع به ویژه منابع انسانی برای انجام فعالیت ها
- تهیه WBS و PMS استاندارد پروژه تا سطح فعالیت ها
- پرهیز از دوباره کاری و جلوگیری از مغفول ماندن آیتم ها یا فعالیت ها
- مدیریت موضوع نگهداری تجهیزات و ثبت لاگ های هفتگی در ماژول تخصصی
- ثبت تمامی مستندات و گواهی نامه های پروژه در قالب پرونده های RFC و RFSU و PAC و FAC
- تهیه گزارش های هوشمند و مختلف از وضعیت پروژه در تمامی فاز های پروژه
- امکان مانتیورینگ پروژه از ستاد و سایت با امکان ایجاد سطح دسترسی به اطلاعات

گزارش تحلیلی | نظم کنونی انرژی

نقش و جایگاه FCC در تولید پروپیلن

امیرحسین هوشمند
پژوهشگر موسسه مطالعات بین المللی انرژی

۱) مقدمه

دو فرآیند کراکینگ با بخار[۱] (حرارتی) و کراکینگ کاتالیستی با بستر سیال[۲] (FCC) دو روش سنتی و متداول تولید پروپیلن هستند (Michael Marsh and Jeff Wery ۲۰۱۹). بیش از نیم قرن است که پروپیلن از کراکینگ با بخار نفتای حاصل از نفت خام (بویژه نفتای سبک) بدست می آید (Alotaibi et al. ۲۰۱۸; Roode-Gutzmer et al. ۲۰۱۹). البته، گاهی پروپیلن محصول جانبی واحد کراکینگ با بخار تلقی می شود (اتیلن، محصول اصلی در نظر گرفته می شود) (Mike Kelly ۲۰۱۹). حدود نیمی از پروپیلن تولیدی جهان توسط فرآیند کراکینگ با بخار تولید می شود. بعد از فرآیند کراکینگ با بخار، فرآیند FCC بیشترین سهم در تولید پروپیلن در جهان را دارد (Alotaibi et al. ۲۰۱۸). در واقع پروپیلن محصول جانبی واحد FCC و واحد کوکر در نظر گرفته می شود (Mike Kelly ۲۰۱۹). گزارش های ارائه شده در سال های مختلف (۲۰۰۷ و ۲۰۱۸) نشان می دهد، ۳۰ درصد پروپیلن تولیدی جهان در سالهای مذکور توسط فرآیند FCC فراهم می شده است (Alotaibi et al. ۲۰۱۸; Fujiyama et al. ۲۰۰۷). اظهار شده است که در سال ۲۰۱۲ این دو تکنولوژی مجموعاً حدود ۹۰ درصد از پروپیلن دنیا را تولید می نمایند (Ashwin Agarwal ۲۰۱۸). البته این آمار مربوط به سال ۲۰۱۲ بوده و این وضعیت اکنون اندکی تغییر کرده است. در این گزارش به بررسی فرآیند FCC در تولید پروپیلن پرداخته می شود.

۲) نقش فرآیند FCC در پالایشگاه ها

فرآیند FCC یکی از فرآیندهای مدرن در پالایشگاه ها بوده و دارای درجه پیچیدگی بالایی است. در آغاز بررسی فرآیند FCC، بهتر است ابتدا به این موضوع توجه شود که این فرآیند با چه هدفی انجام شده و چه جایگاهی در یک پالایشگاه دارد. در پالایشگاه های نفت خام، باقیمانده برج آتمسفریک یا تقطیر در خلاء نفت خام از ارزش پایینی نسبت به نفت خام برخوردارند و لذا ارتقاء[۳] آنها از موضوعات مهمی است که ارزش اقتصادی قابل توجهی دارد. از طرف دیگر، با توجه به محدودیت منابع نفت سبک و متعارف و متعاقباً محدودیت تولید آن، توسعه فناوری های جدید و دوستدار محیط زیست برای پالایش و یا ارتقاء نفت خام سنگین و غیر متعارف مورد توجه می باشد (Alotaibi et al. ۲۰۱۸). بطور کلی دو راه برای ارتقای نفت خام های سنگین و غیر متعارف و یا برشهای سنگین نفت خام های سبک و متعارف وجود دارد. برای ارتقاء این نوع نفت خام ها و برشها که عموماً نسبت هیدروژن به کربن پایینی دارند، یا باید از تزریق هیدروژن استفاده کرد و یا از حذف کربن[۴] . هر دو فرآیند FCC و کراکینگ با بخار که در این گزارش بعنوان فرآیندهای تولید الفین مورد بحث قرار می گیرند، بر پایه تکنولوژی های حذف کربن بوده و از راههای ارتقاء نفت خام سنگین و یا برش های سنگین نفت خام سبک محسوب میشوند. می توان گفت تولید الفین یکی از جنبه های ارتقاء نفت خام و یا برشهای سنگین محسوب می شود. با توجه به اهمیت مواد شیمیایی با ارزش بالا، از جمله الفینهای سبک و بویژه اتیلن و پروپیلن، امروزه پالایشگاههای زیادی برای تولید بیشتر این مواد (نسبت به سوختهایی مانند بنزین و دیزل) و بر اساس فرآیندهای کراکینگ با بخار و یا FCC برنامه ریزی شده و یا توسعه می یابند، اگرچه همانگونه که گفته شد تولید الفین تنها هدف این واحدها نمیباشد (Alotaibi et al. ۲۰۱۸).

باید توجه داشت قسمتی از پروپیلن تولیدی در واحد FCC برای تولید بنزین بکار می رود. لذا خروجی خالص پروپیلن از پالایشگاه، بستگی به میزان مورد نیاز تولید بنزین و البته قیمت آن دارد. با افزایش قیمت بنزین، پروپیلن تولیدی برای تولید بنزین بکار خواهد رفت. همچنین میزان تولید پروپیلن تابع ظرفیت عملیاتی پالایشگاه خواهد بود که آن نیز تابعی از عوامل مختلف از جمله میزان مورد نیاز فرآورده هایی مانند بنزین می باشد. نتیجه اینکه تولید پروپیلن از طریق فرآیند FCC، علاوه بر میزان نیاز به آن، تحت تأثیر شرایط بنزین نیز می باشد (Ashwin Agarwal ۲۰۱۸). لازم به ذکر است تولید پروپیلن در پالایشگاه ها محدود به FCC و کراکینگ با بخار نمی شود و فرآیندهایی مانند Visbreaker و Coking نیز تولید پروپیلن می کنند (Fujiyama et al. ۲۰۰۷). یادآوری می گردد، اگرچه پروپیلن، مهمترین الفین تولیدی واحد FCC از نظر مقدار است، لیکن الفین های دیگر نظیر اتیلن و ایزوبوتیلن و ... نیز در این واحد به مقادیر کمتر تولید می شود.

۳) مقایسه FCC و کراکینگ با بخار

کراکینگ کاتالیستی در مقایسه با حرارتی مقدار کمتری الفین و بیشتر پارافین های شاخه ای اشباع، سیکلوپارافین و آرماتیک تولید می کند. بهمین دلیل کراکینگ کاتالیستی برای تولید بنزین و سوخت موتور مورد استفاده قرار می گیرد (Al-Megren and Xiao ۲۰۱۶). به این ترتیب، پروپیلن، محصول جانبی واحدهای FCC محسوب می شود. نکته ای که در اینجا می توان به آن اشاره نمود اینست که کراکینگ نفت و فرآورده های نفتی محدود به کراکینگ حرارتی و کاتالیستی نشده و نوع سومی از کراکینگ موسوم به هیدروکراکینگ[۵] نیز بر روی این مواد قابل انجام است. هیدروکراکینگ که با استفاده از هیدروژن انجام می گردد، برشهای با نقطه جوش بالا را به برشهای با نقطه جوش پایین، مانند ایزوبوتان، بنزین و نفتا تبدیل می نماید. این فرآیند بدلیل

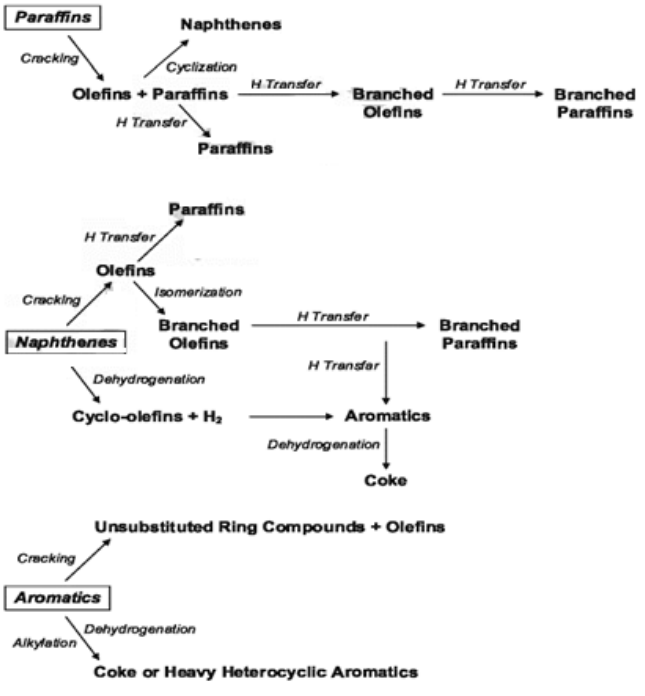
۱ Steam Cracking
۲ Fluidized Catalytic Cracking
۳ Upgrading
۴ Carbon Rejection
۵ Hydrocracking

استفاده از هیدروژن، الفین تولید نمی کند. هیدروکراکینگ از آنجا که در دما و فشار بالاتری انجام و هیدروژن مصرف می کند، گرانتر از سایر فرآیندهای کراکینگ است (Al-Megren and Xiao ۲۰۱۶). واحدهای FCC بویژه با شدت بالا [۱] (که در بخش بعد مورد اشاره قرار می گیرند) برای تولید الفین از برشهای سنگین نفتی و یا حتی نفت خام سنگین و بیتومن مناسب تر هستند، در حالیکه واحدهای کراکینگ با بخار برای تولید الفین از برشهای سبکتر مناسب هستند (Alotaibi et al. ۲۰۱۸).

٤)مشخصات فرآیند FCC

در فرآیند FCC، علاوه بر کراکینگ، واکنشهای دیگری مانند ایزومریزاسیون[۲] ، انتقال هیدروژن[۳] و چگالش[۴] به کمک کاتالیست اسیدی زئولیتی انجام میشود (Alotaibi et al. ۲۰۱۸). در شکل ۱، انواع مختلف واکنشهایی که در فرآیند FCC رخ می دهد، نشان داده شده است. همانگونه که در شکل نشان داده شده است، واکنشهای مورد انتظار در یک فرآیند FCC متعدد و زنجیره ای هستند، لیکن بدلیل ماهیت گزارش از ورود به جزئیات آن خودداری می شود. جزییات این واکنشها در مراجع مختلف قابل دسترس هستند (Alotaibi et al. ۲۰۱۸).

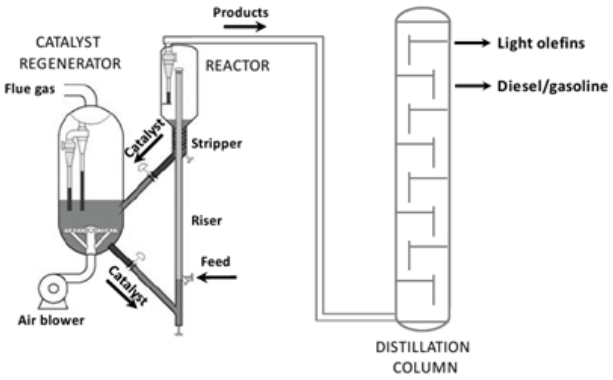
در شکل ۲، شماتیک یک واحد FCC نشان داده شده است. واحدهای FCC صرف نظر از طراحی های متفاوت، عموماً دارای سه بخش راکتور با بستر سیال، احیای کاتالیست و جداسازی هستند. جریان هیدروکربنی به سمت بالا، موجب سیال شدن کاتالیست می گردد. نسبت جرمی کاتالیست به خوراک هیدروکربوری بالاتر از یک و حدوداً ۶ می باشد. در داخل راکتور و با انجام کراکینگ، مقداری



شکل۱ : انواع مختلف واکنشهایی که در فرآیند FCC رخ می دهد

کک تولید می شود که این کک بر روی سطح کاتالیست نشسته و آن را غیر فعال می کند. کاتالیست مصرف شده که میزان کک آن کمتر از ۵ درصد می باشد از راکتور خارج و به بخش احیای کاتالیست فرستاده می شود. در این بخش، کاتالیست با سوزانده شدن کک در دمای حداکثر ۷۶۰ درجه سانتیگراد تحت غلظت مناسب اکسیژن مجددا فعال می گردد. سوختن کک در بخش احیا موجب تولید گرما می شود. این گرما می تواند برای تبخیر خوراک هیدروکربوری فرآیند و نیز انجام واکنش گرماگیر کراکینگ استفاده شود (Alotaibi et al. ۲۰۱۸).

در جدول ۱ تاریچه تغییرات و پیشرفت های مهم در فرآیند FCC، از تاریخ اولین واحد تجاری در سال ۱۹۴۲ تا سال ۲۰۱۱ نشان داده شده است (Treese et al. ۲۰۱۵):



شکل۲: شماتیک یک واحد FCC

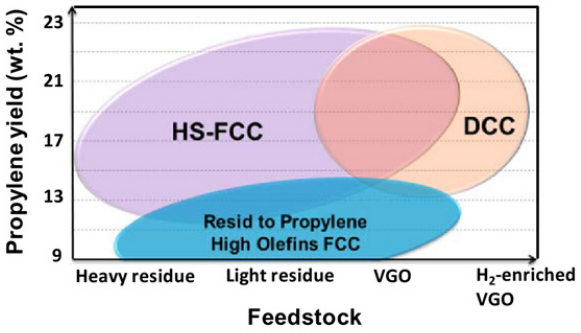
جدول۱ : تاریخچه تغییرات و پیشرفت های مهم در فرآیند FCC

1942	First FCC unit on stream (Exxon)
1947	Stacked configuration (UOP)
	Compact with small inventory
1948	Spray-dried catalyst (improved fluidization)
1952	Synthetic high alumina (higher stability)
1955	Reactor riser cracking (Shell)
1959	Semisynthetic catalyst (addition of clay)
1960	Improved metallurgy (Higher regenerator temperatures)
1961	Heavy oil cracking (Phillips-Kellogg)
1964	Zeolitic catalysts introduced (Mobil)
1972	Complete CO combustion process (Amoco)
1974	Combustion promoters (Mobil)
1975	Metals passivation (Phillips)
1981	Two independent regenerators for unlimited
	regeneration temperature (Total)
1982	High-performance feed injectors
1982	Dense bed catalyst coolers (Ashland/UOP)
1987	Vapor quench (Amoco)
1987	Mix temperature control (Total)
1988	Close-coupled cyclones (Mobil)
1991	Deep catalytic cracking (RIPP/Sinopec)
1996	Enhanced stripping designs (Total/Koch-Glitsch)
2002	Catalytic pyrolysis (RIPP/Sinopec)
2005	Gasoline cracking (Kellogg)
2007	Dual diameter risers (RIPP)
2011	Downflow reactor (Nippon/Aramco/Technip-Stone &Webster/Axens)

۱ Severity
۲ Isomerization
۳ Hydrogen Transfer
٤ Condensation

۵) ویرایش های مختلف فرآیند FCC

خوراک واحدهای FCC می تواند محدوده وسیعی از ترکیبات ویا برش های سنگین نفتی باشد: باقیمانده برج تقطیر اتمسفریک [۱] (AR)، باقیمانده برج تقطیر در خلا [۲] (VR و یا VB)، گازوییل خلا (VGO[۳]) و حتی نفت آسفالتین زدایی شده[۴] مخلوط با VGO. شرکت های مختلف، طراحی های متفاوت با عملکرد متفاوت و قابلیت دریافت خوراک های گوناگون به بازار ارائه داده اند. با توجه به تفاوت خوراک های فرآیند، نوع طراحی و کاتالیست و همچنین شرایط عملیاتی که اصطلاحاً شدت یا سختی خوانده می شود، در واحدهای FCC متفاوت خواهد بود. بر اساس این شدت، واحدهای FCC به نامهای مختلفی خوانده می شوند: Conventional FCC، Resid FCC[۶]، DCC[۵]، HS-FCC ، و .... در این بین Conventional FCC (که در این گزارش تحت عنوان FCC و یا FCC متداول مورد اشاره قرار میگیرد) و DCC دارای شدت کمتری نسبت به بقیه هستند (Alotaibi et al. ۲۰۱۸). فرآیندهای ارتقا یافته FCC، گاهی بنام Enhanced FCC خوانده می شوند (Nexant Technology and Cost ۲۰۱۸). در شکل ۳، محدوده عملکرد هر یک از فرایندهای ذکر شده از نظر نوع خوراک و همچنین راندمان پروپیلن تولیدی بصورت کیفی نشان داده شده است



شکل۳: محدوده عملکرد فرایندهای مختلف FCC از نظر نوع خوراک و همچنین راندمان پروپیلن تولیدی بصورت کیفی

(Alotaibi et al. ۲۰۱۸).

در زیر به دو نوع معروف تر فرآیند FCC بجز FCC متداول اشاره می شود.

۵-۱) فرآیند DCC

فرایند DCC، یک فرایند اصلاح شده FCC در موارد زیر است (Treese et al. ۲۰۱۵; TechnipFMC ۲۰۱۸).

- شرایط عملیاتی مانند دما، فشار جزئی هیدروژن و سرعت فضایی[۷]
- تجهیزات ویژه در نظر گرفته شده برای توزیع محصولات
- کاتالیست انحصاری از نوع زئولیت
- خوراک واحدهای DCC میتواند VGO، Distillate و Residual Oil و یا مخلوط آنها باشد.

فرآیند DCC نیز مانند FCC، در بستر سیال انجام و برای کراکینگ انتخابی و تبدیل خوراکهای مختلف به الفینهای سبک بویژه پروپیلن و ایزو بوتیلن بکار می رود (TechnipFMC ۲۰۱۸). فرآیند DCC دارای دو نوع I و II (DCC-I و DCC-II) می باشد. تفاوت طراحی و تجهیزات آنها در مراجع مختلف مورد اشاره قرار گرفته است (TechnipFMC ۲۰۱۸; IHS Chemical ۱۹۹۹). از نظر محصول، در DCC-I، تولید پروپیلن حداکثرسازی می گردد و متعاقباً مقدار اتیلن نیز افزایش می یابد. در فرآیند DCC-II، تولید ایزوبوتیلن و ایزو آمیلین حداکثرسازی می گردد. کاتالیست و شرایط عملیاتی این دو نوع DCC متفاوتند (IHS Chemical ۱۹۹۹). در جدول ۲، تفاوت راندمان فرآیند FCC متداول و DCC بصورت تیپیکال نشان داده شده است. همانطور که ملاحظه می شود، DCC نسبت به FCC، راندمان بیشتری در تولید پروپیلن، اتیلن و ایزو آمیلین دارد (TechnipFMC ۲۰۱۸).

همچنین در جدول ۳، تفاوت دو نوع DCC با یکدیگر و با FCC متداول نشان داده شده است. البته لازم به ذکر است ارقام درج شده در جدول مذکور، برای خوراک Chinese Waxy VGO می باشد (Treese et al. ۲۰۱۵).

جدول۲: تفاوت عملکرد تیپیکال فرآیند FCC متداول و فرایند DCC

Product	FCC	DCC	YIELD
H_2S	0.8	0.8	
Fuel Gas	0.7	4.1	
Ethylene	1.5	5.4	+260%
Propane	1.4	3.0	
Propylene	4.8	17.0	+250%
i-Butane	3.2	4.3	
n-Butane	1.0	0.6	
iso-Butylene	1.7	4.3	+150%
n,c,t-Butylene	5.2	7.1	
iso-Amylene	2.7	4.2	+55%
Naphtha	51.5	29.5	
Light Cycle Oil	15.1	10.4	
Heavy Cycle Oil	5.9	5.8	
Coke	4.5	6.6	
Total	100	100	

۱ Atmospheric Residue
۲ Vacuum Residue or Vacuum Bottom
۳ Vacuum Gas Oil
٤ De-asphalted Oil
٥ High-Severity FCC
٦ Deep Catalytic Cracking
۷ Space Velocity (Flow rate of reactants/ (Volume of Reactor

جدول۳: مقایسه دو ویرایش از DCC و FCC

Process	FCC	DCC type 1	DCC type 2
Yields, wt%			
Dry gas	3.5	11.9	4.0
LPG	17.6	42.2	34.5
C5 + gasoline	55.1	27.2	41.6
LCO	10.2	6.6	9.8
DO	9.3	6.1	5.8
Coke	4.3	6.0	4.3
Ethylene	1.1	6.1	1.6
Propylene	4.9	21.0	14.3
Butylenes	8.1	14.3	14.7

Feedstock: Chinese waxy VGO

۵-۲)فرآیند HS-FCC

فرآیند HS-FCC، فرآیندی نسبتاً جدید است که شرکتهای مختلفی بر روی آن کار می کنند. این فرآیند، در واقع فرآیند FCC با شدت بالاست. این فرآیند نسبت به متداول FCC، دارای تغییرات مکانیکی (طراحی تجهیزات) بوده و علاوه بر این فرمولاسیون کاتالیست و شرایط عملیاتی متفاوت است. سیستم ویژه جریان رو به پایین راکتور، زمان تماس کوتاه، نسبت کاتالیست به هیدروکربن زیاد و دمای بالا از مشخصات این فرآیند اصلاح شده هستند. هدف اصلی این فرآیند تولید بیشتر پروپیلن و بنزین با اکتان بالاست (Alotaibi et al. ۲۰۱۸; Fujiyama et al. ۲۰۰۷). این تکنولوژی واکنش های اصلی را به سمت الفین هدایت و از واکنشهای ناخواسته (مانند تجزیه حرارتی و انتقال هیدروژن) ممانعت می کند (Alotaibi et al. ۲۰۱۸). زمان تماس کوتاه در این فرایند (کمتر از نیم ثانیه)، میزان شکست (کراکینگ) هیدروکربنها را کم میکند. از طرف دیگر این زمان کوتاه تماس میزان تبدیل در راکتور را کم می کند که برای جبران این موضوع، نسبت کاتالیست به هیدروکربن افزایش داده می شود (Fujiyama et al. ۲۰۰۷). اگرچه، این فرآیند در واقع ورژنی از FCC است، لیکن در گزارش IHS، بعنوان یکی از روشهای هدفمند تولید پروپیلن نام برده شده است (Mike Kelly ۲۰۱۹).

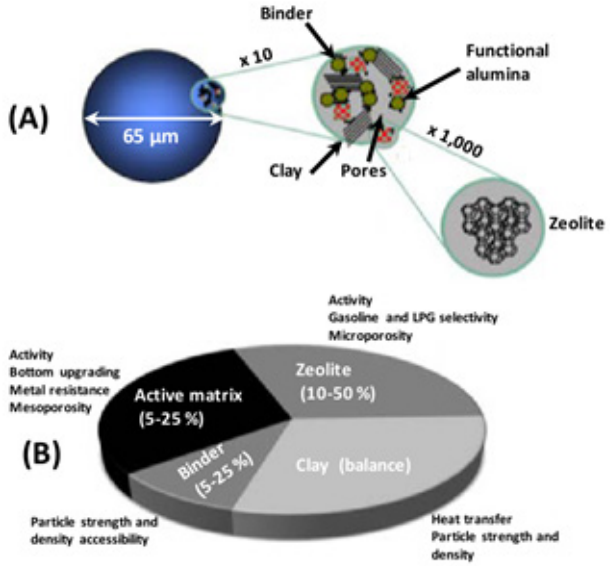
۶)کاتالیستهای واحد FCC

کاتالیستهای زئولیتی، مهمترین کاتالیستهای مورد استفاده در FCC هستند، مانند کاتالیستهای ZSM-۵، AGZ و کاتالیست های فوق پایدار زئولیت USY (Y). کاتالیستهای AGZ، کاتالیست های اصلاح شده ZSM-۵ با نقره می باشند. همانگونه که در شکل ۴ نشان داده شده است، کاتالیست یک فرآیند متداول FCC، از اجزاء مختلفی تشکیل شده است: یک جزء فعال (زئولیت)، یک ماتریس یا شبکه فعال مانند آلومینیا-سیلیکای آمورف، یک چسباننده (مانند Bentonite Clay) و یک فیلر (مانند Clay) (Alotaibi et al. ۲۰۱۸). شکل کروی ذرات این کاتالیست، آنها را برای استفاده در بستر سیال مناسب می سازد. مهمترین مشخصات مورد نیاز کاتالیستهای فرآیند FCC به شرح ذیل می باشند (Alotaibi et al. ۲۰۱۸).

- کاتالیستهای FCC بایستی خواص اسیدی داشته باشند تا شکسته شدن پیوند کربن-کربن در مولکولهای بزرگ خوراک را تسهیل کنند.
- دانه های کاتالیست باید در مقابل سایش مقاوم باشند تا در اثر برخورد با یکدیگر و با دیواره ها خرد نشوند.
- باید در دمای بالا و در حضور رطوبت پایدار باشند.
- باید دارای حفره های سایز بزرگ باشند تا قادر به شکستن مولکولهای بزرگ باشند.
- باید در مقابل سمومی مانند فلزات سنگین و هتروآتم ها (که در خوراک های سنگین وجود دارند) مقاوم باشد.
- باید ذرات کاتالیست به شکلی باشند تا امکان سیال شدن در بخش احیاء کاتالیست را داشته باشند.
- باید حداقل تشکیل کک را نشان دهند.

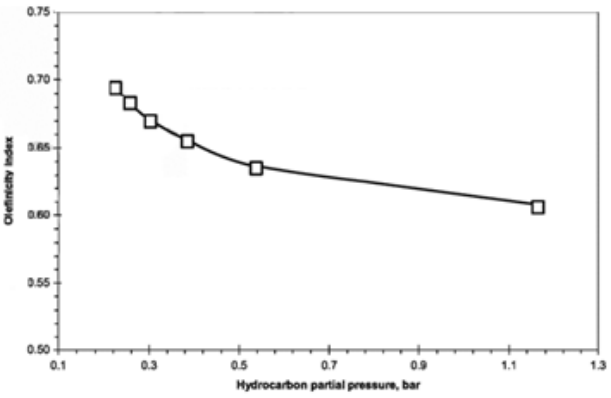
۷)بهینه سازی واحد FCC برای تولید الفین

همانگونه که گفته شد در حال حاضر، یعنی در شرایط فعلی تولید و مصرف فرآورده های سوختی و پروپیلن نسبت به یکدیگر، پروپیلن، محصول جانبی واحد FCC تلقی می شود. اما با توجه به اهمیت آن، تلاش می گردد که راندمان تولید آن افزایش پیدا کند، بطوریکه پروپیلن به همراه اتیلن محصولات اصلی FCC باشند (IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰). متوسط پروپیلن تولیدی از واحدهای FCC قدیمی تر در جهان حدود ۵ درصد از خوراک تازه ورودی بوده است، لیکن برای واحدهای جدیدتر این میزان افزایش یافته و یا می یابد. این میزان در طراحی ممکن است به ۲۰ درصد هم برسد (Keith A Couch, James P Glavin et al. ۲۰۰۷). موارد متعددی برای افزایش تولید الفین از واحد FCC در مقالات و مستندات مورد اشاره قرار گرفته اند: با اقداماتی نظیر دمای بالاتر، زمان اقامت کوتاه در راکتور و افزایش نسبت کاتالیست به هیدروکربن در فرآیند FCC، میزان تولید گاز مایع و الفین افزایش می یابد. با حداقل کردن Back-Mixing و بهبود توزیع زمان اقامت در راکتور هم می توان به الفین بیشتری دست یافت. برای تولید ماکزیمم الفین های سبک از نفت خام بسیار سنگین و یا بیتومن، باید از واحدهای پیشرفته FCC بهمراه کاتالیستهای مناسب استفاده نمود (Alotaibi et al. ۲۰۱۸). همانگونه که در بخش ۴ ذکر شد، در فرآیند FCC تعداد زیادی واکنش زنجیره ای و پی در پی رخ میدهد. در این زنجیره، الفین ها محصولات میانی هستند (Alotaibi et al. ۲۰۱۸; IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰). واکنشهای نهایی عمدتاً منجر به تولید گاز سبک (تک کربنه) می شود. یکی از راههای افزایش راندمان تولید الفین، اینست که واکنشها در میانه راه متوقف شوند. ساده ترین راه کاهش زمان اقامت است (IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰). راه دوم کاهش فشار جزیی هیدروکربن در راکتور است. این امر با ضعیف کردن مکانیسم هیدروژناسیون، مانع از تبدیل الفینهای تشکیل شده به ترکیبات اشباع شده (پارافین ها) می گردد. شکل ۵، تاثیر غیر خطی فشار جزئی هیدروکربن ها بر انتخابگری الفین ها را نشان میدهد (IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰). محور عمودی شکل، به صورت نسبت الفینهای سبک (دو تا چهار کربنه) به مجموع الفین و پارافین تولیدی است. کاهش فشار جزئی هیدروکربن، زمان اقامت را نیز کاهش می دهد. افزایش



شکل۴: اجزاء مختلف کاتالیست فرایند FCC

نسبت کاتالیست به هیدروکربن نیز از بعضی جهات مانند کاهش فشار جزئی هیدروکربن ها عمل می نماید. ناگفته نماند کاهش فشار جزئی هیدروکربن ها، بهرحال به قیمت کاهش میزان تبدیل تمام می شود. ساده ترین راه کاهش فشار جزئی هیدروکربن ها همانند کراکینگ با بخار، افزودن بخار آب است (IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰). نتیجه اینکه، بطور کلی برای حداکثرسازی تولید الفین در واحد FCC، نیاز به تغییر در شرایط عملیاتی و کاتالیست و نیز اصلاحاتی در خود فرآیند FCC می باشد. در واقع برای اینکار، شدت فرآیند نسبت به FCC معمولی یا متداول باید بیشتر باشد. بعنوان مثال برای دستیابی به راندمان مناسب تولید الفینهای سبک، دمای ۵۰۰ تا ۵۳۰ درجه سانتیگراد در FCC متداول باید به ۶۵۰ تا ۶۷۵ درجه افزایش یابد. البته این دما در مقایسه با دمای واحد کراکینگ با بخار که حدود ۸۵۰ تا ۹۰۰ درجه سانتیگراد است، هنوز بسیار پایینتر است (IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰). اظهار شده است که با بهبود در کاتالیست، استفاده از افزودنی های ZSM-۵، طراحی مناسب فرآیند، تجهیزات و شدت فرآیند می توان پروپیلن تولیدی را تا ۲۵ درصد خوراک ورودی افزایش داد، در حالیکه واحدهای متداول FCC بر حسب نوع خوراک، شرایط عملیاتی و نوع کاتالیست، بین ۳ تا ۶ درصد خوراک ورودی پروپیلن تولید می نمایند (Fujiyama et al. ۲۰۰۷). مشخصات کاتالیست که در تولید الفین های سبک موثرند عبارتند از اندازه حفرات، نسبت جزء زئولیتی به جزء شبکه یا ماتریس، اکتیویتی، نوع ماتریس و میزان یونهای خاکی نادر[1] (Alotaibi et al. ۲۰۱۸; IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰). از آنجا که برای تولید الفین، شرایط فرآیند FCC باید به سمت شدت بیشتر (دما و حتی نسبت بالاتر کاتالیست به هیدروکربن) برود، یک تکنیک برای اپتیمم کردن تولید الفین و تولید گاز سبک، کاهش نسبی اکتیویته کاتالیست است (IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰). همانطور که در بخش ۳ ذکر شد، ورژنهای



شکل۵: تأثیر فشار جزئی بر راندمان تولید الفین

مختلف فرآیند FCC در بازار موجودند. از این بین گزارش شده است که DCC نسبت به متداول FCC، پروپیلن بیشتری تولید می نماید (TechnipFMC ۲۰۱۸). همچنین با افزایش شدت فرآیند FCC و حرکت به سمت آنچه HS-FCC خوانده می شود، راندمان تولید الفین افزایش می یابد. شکل ۳ نیز نشان می دهند DCC و HS-FCC راندمان بیشتری در تولید پروپیلن دارند. همچنین، تولید اتیلن در فرآیند HS-FCC قابل ملاحظه است. در جدول زیر، نتایج یک پایلوت بر مبنای HS-FCC و استفاده از برشهای مختلف از دو نوع نفت، ارائه شده است (IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰) که نشان دهنده مقدار قابل توجهی اتیلن می باشد که ارزش بازیابی از Offgas واحد مذکور را دارد.

در همین زمینه، قابل ذکر است که شرکت UOP که از صاحبان فناوری FCC است (بخش ۸)، سه مد عملیاتی در فرآیند FCC، قائل شده است. این سه مد که در شکل ۶ نشان داده شده اند، از نظر شرایط عملیاتی نظیر فشار، نسبت کربن به اکسیژن، دما و ... متفاوت هستند. حداکثر سازی بنزین، تولید بنزین و LPG و حداکثرسازی تولید پروپیلن، در این سه مد پیش بینی شده اند. مد میانی، در واقع بالانسی بین تولید پروپیلن و بنزین است که موجب انعطاف پذیری واحد در بازار می باشد. در جدول ۴، ترکیب درصد تیپیکال خروجی واحد FCC در سه مد ذکر شده نشان داده شده است (Keith A Couch, James P Glavin et al. ۲۰۰۷)

۸)صاحبان فناوری FCC

شرکتهای متعددی در زمینه فرآیند FCC صاحب فناوری هستند (Nexant Technology and Cost ۲۰۱۸; IHS Chemical ۲۰۱۶). مهمترین تکنولوژی ها در حوزه مذکور عبارتند از (IHS Chemical ۲۰۱۶; IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰):

- فرآیندهای K-COT، ACO، Maxofin، Superflex شرکت KBR که به تنهایی و یا در مشارکت با شرکتهای دیگر توسعه یافته اند.
- فرآیندهای PetroFCC و RxPro شرکت UOP
- فرایندهای Indmax و Selected Component Cracking شرکت CB&I/Lummus
- فرآیندهای R2P و HS-FCC شرکتهای Axens/Technip

۱ Rare-Earth Ions

ـ فرآیندهای Catalytic Pyrolysis Process و DCC شرکت ساینوپک

ذیلاً اطلاعات مختصری در مورد این فرایندها ارائه می گردد:

صاحبان فناوری فرآیند DCC در داخل چین بطور مشترک موسسه تحقیقاتی فرآیندهای نفتی (RIPP) و شرکت ساینوپک هستند. در خارج از چین، شرکت TechnipFMC صاحب این فناوری است.

فرایند برای تولید الفینهای سبک، بویژه پروپیلن از خوراک های کم ارزشی نظیر ترکیبات الفینی ۴ تا ۸ کربنه واحدهای FCC و Coker می تواند استفاده نماید. با توجه به نوع خوراک، این فرآیند می تواند در قالب یک فرآیند تبدیل الفین مورد ارزیابی قرار گیرد.

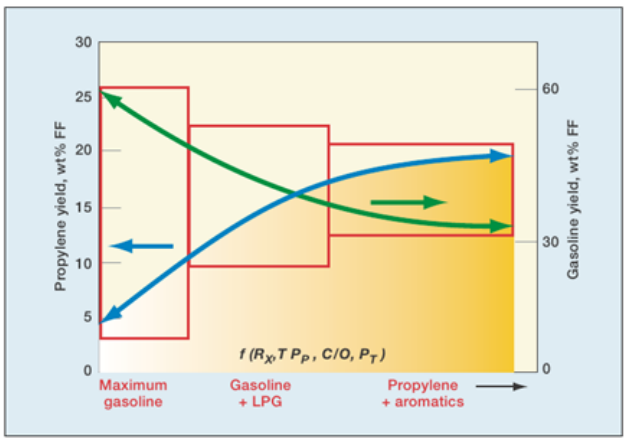
شرکت KBR همچنین فرآیند K-COT را بعنوان فرآیندی با پایه FCC با راندمان بالای تولید پروپیلن توسعه داده است. خوراک این

جدول ٤: پایلوت بر مبنای HS-FCC و استفاده از برشهای مختلف از دو نوع نفت

	Arabian light crude		Low sulfur East Asian crude	
Property	Vacuum gas oil	Atmospheric residue	Vaccum gas oil	Atmospheric residue
Light olefins (wt% feed basis)				
Ethylene	4.3	3.8	5.4	5.1
Propylene	20.7	19.2	25.0	23.8
Butenes	17.4	16.6	19.5	18.5
Total	42.4	39.6	49.9	47.4
Others (wt% feed basis)				
Dry gas	6.5	6.2	7.8	7.9
LPG	42.4	39.7	49.8	46.7
Gasoline	33.6	35.1	29.0	29.2
Light cycle oil +	14.5	14.6	11.0	11.9
Coke	2.9	4.5	2.3	4.3

این شرکت که در سال ۱۹۹۷، اولین واحد DCC را در تایلند راه اندازی نمود، در سال ۲۰۰۹، بزرگترین واحد از این نوع با ظرفیت تولید ۹۰۰ هزار تن پروپیلن (گرید پلیمری) در سال را در پالایشگاه Rabigh عربستان اجرا کرد. تا سال ۲۰۱۸، تعداد واحدهای DCC در جهان بالغ بر ۲۰ واحد بوده است (TechnipFMC ۲۰۱۸).

شرکت KBR، در مشارکت با SK Energy و KRIST فرآیند ACO را توسعه داده اند. در این فرآیند، شرکت KBR، تکنولوژی راکتور FCC و دو نهاد دیگر کاتالیست را توسعه داده است. این فرآیند به میزان کمتری نسبت به کراکینگ با بخار، کک و ترکیبات با



شکل٦: مدهای عملیاتی UOP در فرایند FCC

دو یا سه باند دوگانه تولید میکند (IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰). این فرآیند می تواند بعنوان فرایند تبدیل الفین نیز مورد استفاده قرار گیرد.

فرآیند Superflex نیز یکی از تکنولوژی های FCC است. این فرایند ابتدا توسط LyondellBasell (Arco Chemical Technology فعلی) توسعه یافت ولی همینک شرکت KBR لایسنسور آن است (Blay et al. ۲۰۱۸). این فرایند برای تولید الفینهای سبک، این فرآیند می تواند پارافینی، الفینی و یا مخلوط باشد (KBR ۲۰۱۹). با توجه به اینکه خوراک این فرآیند می تواند الفینی باشد، فرآیند K-COT را می توان بعنوان یک فرآیند تکمیلی تولید الفین محسوب نمود.

با توجه به موارد بالا می توان گفت، شرکتهای Axens، KBR، TechnipFMC و UOP در زمینه Enhanced FCC فعال هستند (Nexant Technology and Cost ۲۰۱۸).

در خصوص HS-FCC، باید گفت شرکت Axens و Technip Stone & Webster Process Technology از صاحبان این فناوری هستند (Alotaibi et al. ۲۰۱۸; IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰). همچنین، شرکت آرامکو عربستان بهمراه JX Nippon Oil و دانشگاه نفت و معادن ملک فهد در عربستان نیز فرآیند HS-FCC را توسعه داده اند (IHS Process Economics Programs ۲۰۲۰).

جدول٥: ترکیب درصد تیپیکال خروجی واحد FCC در سه مد عملیاتی شرکت UOP

FCC product yield comparisons across operating modes

	Wt% yield on fresh feed		
Mode	Gasoline	Gasoline + LPG	Propylene
Ethylene	0.83	1.42	7.10
Ethane	0.90	0.94	1.21
Propylene	4.76	10.50	18.10
Propane	1.84	3.52	2.18
Butylenes	6.62	9.62	9.83
i-Butane	3.92	4.87	2.98
n-Butane	1.21	1.51	0.82
Debutanised gasoline	54.36	43.94	35.21
LCO	11.57	10.10	8.32
Clarified oil	7.93	6.89	5.59
Naphtha composition			
Aromatics	34.70	44.00	54.70
Benzene in gasoline	0.46	0.59	1.29

۹) مراجع

• Al-Megren, Hamid; Xiao, Tiancun (Eds.) (2016): Petrochemical catalyst materials, processes, and emerging technologies. Hershey PA USA: Engineering Science Reference an imprint of IGI Global (Advances in chemical and materials engineering (ACME) book series).

• Alotaibi; Faisal M and Gonzalez-Cortes; Sergio and Alotibi; Mohammed F and Xiao; Tiancun and Al-Megren; Hamid and Yang et al. (2018): Enhancing the production of light olefins from heavy crude oils: Turning challenges into opportunities. In Catalysis Today 317, pp. 86–98.

• Ashwin Agarwal (2018): A Design Approach for On-Purpose Propylene Production with Safety and Sustainability Considerations. Office of Graduate and Professional Studies of Texas A&M University, Texas, USA.

• Blay, Vincent; Epelde, Eva; Miravalles, Rubén; Perea, Leo Alvarado (2018): Converting olefins to propene: Ethene to propene and olefin cracking. In Catalysis Reviews 60 (2), pp. 278–335. DOI: 10.1080/01614940.2018.1432017.

• Fujiyama; Yuichiro; Al-Tayyar; MH; Dean; CF et al. (2007): Development of high-severity FCC process: an overview. In Studies in Surface Science and Catalysis, pp. 1–12.

• IHS Chemical (1999): Deep Catalytic Cracking- PEP Review. IHS Chemical.

• IHS Chemical (2016): Propylene Process Summary. IHS Chemical.

• IHS Process Economics Programs (2020): Naphtha Catalytic Cracking Report 29K. IHS Process Economics Programs.

• KBR (2019): KBR Olefins Technologies. KBR.

• Keith A Couch, James P Glavin; Dave A Wegerer; Jibreel A Qafisheh (2007): FCC propylene production. UOP LLC, A Honeywell Company.

• Michael Marsh; Jeff Wery (2019): Filling the Propylene Gap Shaping the Future with On-Purpose Technologies. UOP LLC, A Honeywell Company.

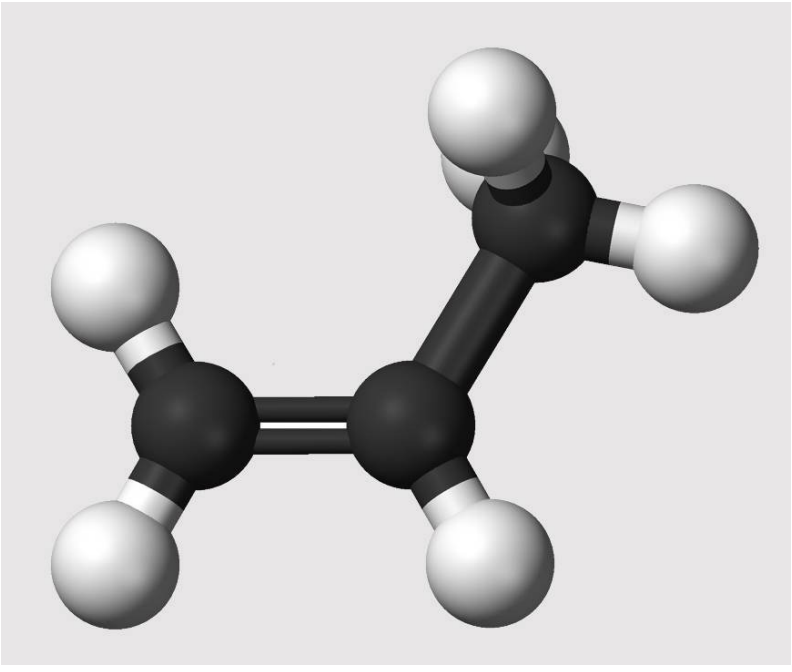
• Mike Kelly (2019): Propane Dehydrogenation Report 267D. IHS Process Economics Programs.

• Nexant Technology and Cost (2018): Technoeconomics- Energy & Chemicals (TECH). TECH 2018-4 Propylene. Nexant Technology and Cost.

• Roode-Gutzmer, Quirina I.; Kaiser, Doreen; Bertau, Martin (2019): Renewable Methanol Synthesis. In ChemBioEng Reviews 6 (6), pp. 209–236. DOI: 10.1002/cben.201900012.

• TechnipFMC (2018): Deep Catalytic Cracking. TechnipFMC.

• Treese, Steven A.; Jones, David S.; Pujado, Peter R. (Eds.) (2015): Handbook of Petroleum Processing. Cham: Springer International Publishing.



EnerTech

Professional Monthly Journal of Energy Technologies (EnerTech)

Institute For International Energy Studies

www.iies.ac.ir
www.iies.mop.ir