

مطالعه ازدیاد برداشت از مخازن نفتی با تزریق دی‌اکسید کربن همراه با ذخیره‌سازی

امیرحسین هوشمند*، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی

چکیده

تزریق دی‌اکسید کربن به مخازن نفتی جهت ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی به‌طور هم‌زمان، موضوعی است که هم به‌لحاظ زیست‌محیطی و هم به‌لحاظ منافع مادی حاصل از برداشت نفت امروزه اهمیت بسیاری یافته است. با صرف‌نظر از مباحثی همچون "بیان اهمیت موضوع"، "نقش مخازن نفتی به‌عنوان سایت‌های ذخیره دی‌اکسید کربن"، "جنبه‌های مختلف تزریق دی‌اکسید کربن" و "مکانیزم‌های متداول تزریق دی‌اکسید کربن"، در این مقاله، "غربالگری مخازن نفتی جهت تعیین روش مناسب ازدیاد برداشت" مطرح و نتایج کار محققان مختلف ارائه می‌شود. سپس پارامترهای موثر در بهینه‌سازی هم‌زمان ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن و روش‌های عملیاتی جهت انجام اینکار مورد بحث قرار می‌گیرد. همچنین، جایگاه این فرایند به‌عنوان حلقه‌ای از زنجیره جذب، انتقال و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن مورد توجه قرار گرفته و اقتصاد آن بررسی می‌گردد.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۸/۰۲/۱۳

تاریخ ارسال به داور: ۹۸/۰۲/۱۶

تاریخ پذیرش داور: ۹۸/۰۲/۲۹

واژگان کلیدی:

ازدیاد برداشت، فناوری، محیط زیست، تزریق دی‌اکسید کربن، ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن

مقدمه

دی‌اکسید کربن در میدان‌های مورد مطالعه بین ۷ تا بیش از ۲۰ درصد بوده و اکثراً در مخازنی با ساختار ماسه‌سنگی موثرتر از مخازن کربناته بوده است [۱].

در گزارش تهیه شده برای انجمن نفت آمریکا (API)، راهنمای فنی غربالگری برای سیلاب‌زنی با دی‌اکسید کربن مطابق جدول ۲- ارائه شده است [۲]. این معیارها به‌عنوان نتیجه سال‌ها تحقیق و مطالعه آزمایشگاهی، پایلوت و پروژه‌های تجاری به‌دست آمده است.

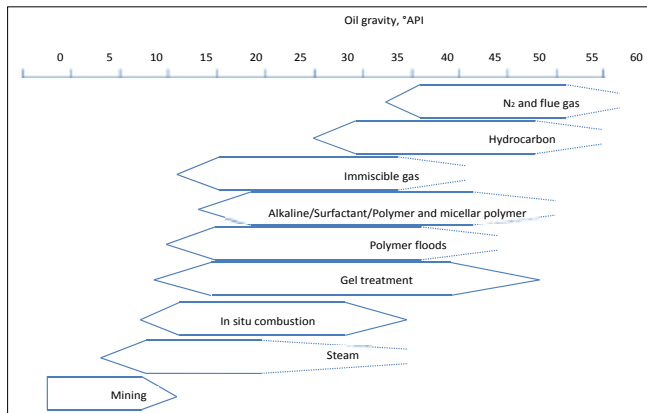
در قسمت بالای جدول، مشخصات سیال و مخزن در دو حالت توصیه شده و در حال اجرا برای تزریق دی‌اکسید کربن ذکر شده است. در قسمت پایین جدول ارتباط عمق مخزن و دانسیته یا گراویته سیال با یکدیگر به‌عنوان عوامل تعیین‌کننده نوع سیلاب‌زنی با دی‌اکسید کربن یعنی امتزاجی و یا غیرامتزاجی بودن تزریق ذکر گردیده است. بر این

در مبحث ازدیاد برداشت، این موضوع از اهمیت کلیدی برخوردار است که از چه روشی برای ازدیاد برداشت در یک میدان مشخص استفاده شود. به‌طور کلی، انتخاب روش ازدیاد برداشت به مشخصه‌های مختلفی از سیال، سنگ و مخزن بستگی دارد. تعدادی از مهمترین فاکتورها عبارتند از: چگالی و ویسکوزیته نفت، بازه تعداد کربن در ترکیبات نفتی، عمق و ضخامت مخزن، نوع ساختار مخزن و نفوذپذیری آن. در جدول ۱- انتخاب روش ازدیاد برداشت بر مبنای فاکتورهای یاد شده ارائه شده است [۱].

از بین فاکتورهای فوق، دانسیته هیدروکربن مهمترین فاکتور محسوب می‌شود. دی‌اکسید کربن به‌طور کلی با نفت با درجه API معادل ۲۴ و یا بیشتر (یعنی سبک‌تر) قابل امتزاج بوده و می‌توان از تزریق امتزاجی دی‌اکسید کربن برای این مخازن (به‌شرط دارا بودن سایر شرایط) استفاده نمود. لیکن برای نفت‌های سنگین‌تر و یا وقتی فشار به‌حد کافی نباشد، قابل امتزاج نیست [۱]. در شکل ۱- محدوده مناسب دانسیته در روش‌های مختلف ازدیاد برداشت نشان داده شده است.

مطابق گزارش EIA در سال ۲۰۰۸ [۱]، استفاده از تزریق دی‌اکسید کربن در ازدیاد برداشت محدود به میدانی با عمق بیش از ۶۰۰ متر می‌شود که در آنها حداقل ۲۰ تا ۳۰ درصد از نفت درجا پس از به‌کارگیری روش‌های اولیه و ثانویه در مخزن باقی بماند.

همچنین در شکل ۲، میزان ازدیاد برداشت با تزریق دی‌اکسید کربن در تعدادی از پروژه‌های انجام شده و تأثیر ساختار مخزن بر آن نشان داده شده است [۱]. بر اساس این شکل میزان ازدیاد برداشت با تزریق



شکل ۱ | محدوده مناسب دانسیته نفت جهت انتخاب روش ازدیاد برداشت

* نویسنده‌ی عهد‌دار مکاتبات (amirhshmd@gmail.com)

فاصله بین چاه‌ها^۴ فاکتور مهم دیگری است که می‌تواند به کاهش راندمان CO₂ EOR منجر شود. برآورد می‌گردد میادین واقع در پایین داکوتای شمالی که فاصله بین چاه‌ها بیش از ۸۰ acre^۵ می‌باشد، به دلیل کاهش راندمان جاروبی و افزایش هزینه‌های حفاری برای تزریق، کاندیدای مناسبی برای سیلاب‌زنی با CO₂ نیستند [۳].

مسائل مرتبط با خود دی‌اکسید کربن در تأسیسات و مخازن از چالش‌های دیگر CO₂ EOR است. دی‌اکسید کربن می‌تواند باعث خوردگی تجهیزات مسیر انتقال گردد. تأثیر تزریق دی‌اکسید کربن بر ساختار مخزن و مایعات مخزن نیز باید در نظر گرفته شود: ته‌نشینی جامدات مانند تشکیل رسوب و ته‌نشینی آسفالتین از جمله مواردی است که ممکن است به‌واسطه اختلاط دی‌اکسید کربن با مایعات مخزن حاصل شود [۳]. در خصوص پروژه‌های فراساحل، ریسک EOR و ذخیره ایمن دی‌اکسید کربن به‌واسطه مشخصات نامناسب مخزن باید بررسی و ارزیابی شود [۳]. هزینه‌های ساخت تجهیزات جهت سیلاب‌زنی دی‌اکسید کربن در فراساحل بیشتر است [۳].

۱- ازدیاد برداشت نفت و ذخیره‌سازی توانان دی‌اکسید کربن

یک پروژه ازدیاد برداشت از طریق تزریق دی‌اکسید کربن به‌وضوح با این هدف ایجاد می‌شود که برای سرمایه‌گذاران ایجاد ثروت نموده و

اساس، برای تزریق امتزاجی دی‌اکسید کربن، عمق مخزن باید از یک مقدار مشخص بیشتر باشد تا فشار از حداقل فشار امتزاجی بالاتر شود. فشار موردنیاز با افزایش دما و سنگین‌تر شدن نفت افزایش می‌یابد که این موضوع در جدول قابل‌ملاحظه است.

همانگونه که گفته شد، خصوصیات ساختار مخزن نیز برای غربالگری تزریق دی‌اکسید کربن مهم است. از مخازن با شکستگی‌های عمودی زیاد به‌واسطه اتلاف دی‌اکسید کربن به بیرون ناحیه تزریق و یا میان‌شکنی زود هنگام دی‌اکسید کربن می‌باید اجتناب کرد. مخازن با نفوذپذیری خیلی بالا و یا خیلی پایین، کاندیدای مناسبی برای سیلاب‌زنی با CO₂ نیستند. نفوذپذیری پایین، قابلیت تزریق آب و CO₂ و راندمان جاروبی را کاهش می‌دهد. همچنین نفوذپذیری بالا با ضخامت زیاد، منجر به تفکیک دانسیته‌ی CO₂ تزریقی می‌گردد [۳].

مهمترین چالش، نامناسب یا نامساعد بودن مشخصات مخزن است که منجر به راندمان پایین جاروب زدن مخزن^۲ می‌شود و به‌دلیل میان‌شکنی زود هنگام CO₂ اتفاق می‌افتد. موضوع اخیر خود نتیجه‌ی Contrast Gas Override و عدم تجانس مخزن است. به‌عنوان مثال، بعضی از دلایل شکست پروژه‌های سیلاب‌زنی با CO₂ در Permian Basin و North Dakota، عدم تجانس مخزن، نفوذپذیری^۲ کم، High Water Cut، کانالیزه شدن داخل شکستگی‌های مخزن و تفکیک زود هنگام CO₂ بوده است [۳].

۱ | فاکتورهای انتخاب روش ازدیاد برداشت

EOR Method	°API	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (%PV)	Formation Type	Net Thickness (m)	Permeability (md)	Depth (m)	T (°C)	Cost (USD/bbl)
N2 (and flue gas)	>35/ 48	<0.4/ 0.2	High % C1-C7	>40/75	Sandstone/ Carbonate	Thin unless dipping	-	>2000	-	-
Hydrocarbon	>23/ 41	<3/ 0.5	High % C2-C7	>30/80	Sandstone/ Carbonate	Thin unless dipping	-	>1350	-	-
CO2	>22/ 36	<10/ 15	High % C5-C12	>20/55	Sandstone/ Carbonate	-	-	>600	120	730-
Micellar/ polymer, Alkaline/ polymer Alkaline Flooding	>20/ 35	<35/ 13	Light, Intermediate	>35/53	Sandstone	-	>10/ 450	>3000/1100	<95/ 25	812-
Polymer flooding	>15/ <40	<150/ >10	-	>70/80	Sandstone	-	10/800<	<3000	<95/ 60	10-5
Combustion	>10/ 16	<5000/ 1200	-	>50/72	High Porosity Sand/Sandstone	>3	>50	<4000/1200	>40/ 55	3-6
Steam	>8/ 13.5	<200000/ 4700	-	>40/66	High Porosity Sand/Sandstone	>6	>200	<1500/500	-	3-6

از طریق تزریق دی‌اکسید کربن یا همان CO₂ EOR و پروژه‌های جذب، انتقال و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن یا همان CCS از جنبه‌های مختلف تفاوت‌هایی دارند. جدول ۳- تفاوت‌های دو فرایند CO₂ EOR و CCS را در چهار حوزه نشان داده است [۶]. استفاده از فناوری‌های CCS از طریق ذخیره‌سازی و ازدیاد برداشت هم‌زمان، کوششی برای ایجاد سینرژی بین این دو هدف تجاری متفاوت می‌باشد.

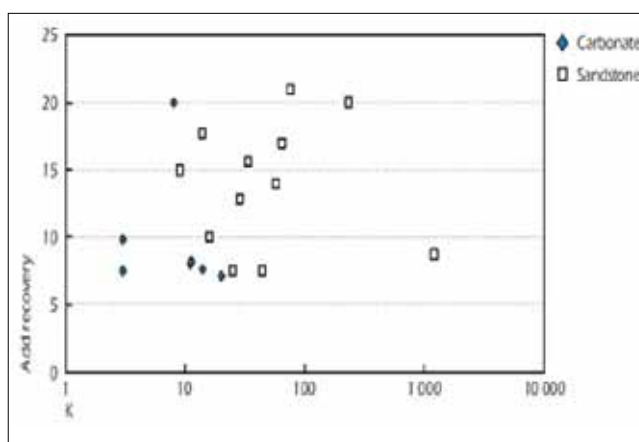
همانطور که در جدول ۳- مشاهده می‌شود، اهداف تزریق دی‌اکسید کربن برای ازدیاد برداشت و برای ذخیره‌سازی آن در مخزن ژئولوژیک متفاوت هستند. در فرایند ازدیاد برداشت، ماکزیمم برداشت نفت با حداقل دی‌اکسید کربن تزریق شده مورد نظر است، در حالی که هنگامی که هدف، ذخیره‌سازی باشد، دستیابی به ذخیره‌سازی حداکثری و ایمن دی‌اکسید کربن مدنظر می‌باشد [۳]. به عبارت دیگر، پروژه‌هایی که صرفاً به منظور افزایش ازدیاد برداشت اجرا می‌شوند و در اینجا از آن به پروژه‌های ازدیاد برداشت مرسوم یاد می‌شود، بر مبنای حداقل استفاده از دی‌اکسید کربن خریداری شده طراحی می‌شوند [۷].

معمولاً پروژه‌هایی که تحت عنوان CO₂ EOR طرح‌ریزی و شروع به فعالیت می‌نمایند در درجه اول افزایش تولید و بازیافت نفت استحصال شده در مراحل اولیه و ثانویه بازیافت نفت را به واسطه تزریق دی‌اکسید کربن به مخزن در اولویت اهداف خود قرار می‌دهند و سایر فعل و انفعالاتی را که در حین و یا پس از اتمام CO₂ EOR صورت می‌پذیرد را به عنوان عملیات جانبی و اضافی در نظر می‌گیرند. در این‌گونه پروژه‌ها، ذخیره‌سازی بلندمدت دی‌اکسید کربن پس از تزریق در ساختار مخزنی به عنوان عملیاتی فرعی و مزیتی بالقوه محسوب می‌شود [۶]. در پروژه‌های CO₂ EOR مقداری از دی‌اکسید کربن تزریق شده به هدر می‌رود چراکه بسیاری از این پروژه‌ها با هدف ذخیره‌سازی آغاز نشده‌اند [۴].

در صورتی می‌توان یک پروژه CO₂ EOR را به عنوان یک پروژه هم‌زمان ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن و ازدیاد برداشت از مخزن نفتی (CO₂ EOR/CCS) تلقی نمود که در چارچوب مقررات و قوانین وضع شده، اجرایی گردد؛ بدین معنی که هم توان تولید و استحصال هیدروکربن باقیمانده در مخزن افزایش یابد و هم اینکه شرایط ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در ساختاری ایمن و پایدار از مخزن فراهم گردد [۸].

ازدیاد برداشت با روش تزریق دی‌اکسید کربن، قسمتی از هزینه‌های جذب، انتقال و ذخیره‌سازی CO₂ را جبران می‌کند [۳]. در وضعیت کنونی و با توجه به هزینه‌های نسبتاً بالای فرایند CCS، ادغام این پروژه‌ها با CO₂ EOR می‌تواند با ایجاد انگیزه مالی، کشورها و یا شرکت‌های ذی‌نفع را ترغیب به توسعه کوتاه‌مدت تأسیسات و به کارگیری فناوری‌های مرتبط با این حوزه نماید. موانع و یا چالش تکنولوژیکی

همچنین مزایای زیست محیطی فراهم کند. این امر با کمینه کردن میزان دی‌اکسید کربن مورد نیاز برای تولید نفت و اطمینان از اینکه دی‌اکسید کربن به آتمسفر و لایه‌های مجاور در هیچ مرحله‌ای از فرایند نشت نکند انجام می‌شود [۴]. اگرچه فرایند CO₂-EOR بر تولید نفت تأکید دارد و نه ذخیره آن، اما با این وجود، بیشتر CO₂ اولیه و مورد نیاز برای CO₂-EOR (به جز آن مقداری که به دلایل فنی بازیافت می‌شود) می‌تواند در پایان مرحله تزریق ذخیره شود [۵]. پروژه‌های ازدیاد برداشت



شکل ۲ | تاثیر ساختار مخزن بر میزان ازدیاد برداشت با تزریق دی‌اکسید کربن

جدول ۲ | خطوط راهنمای غربالگری فنی سیلاب‌زنی با دی‌اکسید کربن

	Recommended	Current Projects Range
Crude Oil		
Gravity, °API	>22	27-44
Viscosity, cp	<10	0.3-6
Composition	High Percentage of Intermediates (C5-C12)	
Reservoir		
Oil Saturation	>40	15-70
Type of formation	Relatively thin Sandstone or carbonate unless dipping	
Permeability	Not critical if sufficient rates can be applied	
Depth/Temperature	For miscible displacement, depth must be great enough to allow injection pressure greater than MMP, which increase with temperature and for heavier oil. Recommend depths of CO ₂ floods of typical Permian Basin oils is as follows:	
	Gravity, °API	Depth greater than (ft)
CO ₂ miscible	>40	2500
	32-39.3	2800
	28-31.9	3300
	22-27.9	4000
	<22	Fails CO ₂ Screening
CO ₂ immiscible	13-21.9	1800
	<13	Fails CO ₂ Screening

امتزاجی از نظر محققان مختلف جمع‌آوری شده که در جدول ۴- نشان داده شده است [۳].

این معیارها بر اساس بهینه‌سازی عملکرد مخزن برای IOR می‌باشد. بررسی این معیارها امکان یک غربالگری سریع و ارزیابی مخازن نفتی مناسب برای CO₂ EOR بر اساس اطلاعات کلی مخزن و نفت آن را نشان می‌دهد [۳].

جدول ۵- روش بهینه‌سازی پارامتریک برای رتبه‌بندی مخازن نفتی برای CO₂ EOR توسط Rivas و همکاران را نشان می‌دهد. اهمیت نسبی پارامترها توسط فاکتور وزنی^۲ آنها نشان داده شده است. دورترین مقدار هر پارامتر از مقدار بهینه آن بدترین حالت آن پارامتر را نشان می‌دهد. می‌توان دو مقدار "بدترین" را تعریف نمود، یکی بالا و دیگری پایین مقدار بهینه. همچنین با در نظر گرفتن سه پارامتر عملکرد شامل نفت درجا، فاکتور بازیابی CO₂ EOR و ظرفیت ذخیره‌سازی می‌توان یک رتبه عملکرد^۸ به مخازن نسبت داد [۳].

استفاده از روش‌های فوق، غربالگری و رتبه‌بندی مخازن برای CO₂ EOR و ذخیره‌سازی را از نظر فنی ممکن می‌سازد. این روش‌ها در کنار عواملی نظیر تأسیسات سطح‌الارضی، منبع و هزینه تأمین CO₂ و سایر عوامل اقتصادی، انتخاب نهایی مخزن برای CO₂ EOR را تعیین می‌نماید.

۳- روش‌های بهینه‌سازی ازدیاد برداشت و ذخیره توأمان

همانگونه که اشاره شد پروژه‌هایی که در آن تزریق دی‌اکسید کربن هم‌زمان برای ازدیاد برداشت و برای ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن انجام می‌شود اندکی متفاوت از پروژه‌های مرسوم ازدیاد برداشت هستند. برای مثال از نظر اقتصادی به‌منظور ذخیره‌سازی حداکثر اکسید کربن ممکن است مطلوب باشد که بازگردانی دی‌اکسید کربن و متعاقباً جداسازی سولفید هیدروژن از جریان عملیات سیلابزنی دی‌اکسید کربن حذف و سیلابزنی دی‌اکسید کربن با تزریق اسید-گاز (مخلوط دی‌اکسید کربن

خاصی در جابه‌جایی از CO₂ EOR به CO₂ EOR/CCS وجود ندارد اما در عین حال اختلافاتی از منظر قانونی، نظارت و بازرسی و اقتصادی دیده می‌شود که لازم است مرتفع گردد. معمولاً مقررات وضع شده برای CO₂ EOR، از نظر تزریق بعد از اتمام فرایند EOR و اینکه چه رخدادی پس از آن روی می‌دهد، اهمیتی ندارد [۶]. با توجه به ماهیت پروژه‌های CO₂-EOR/CCS که همان نامحدود بودن زمان نگهداری CO₂ در لایه‌های مخزنی می‌باشد، یکی از کلیدی‌ترین موضوعات پیش رو در بحث نظارت‌ها و بازرسی‌های فنی دقیق پس از تزریق است [۸].

بر اساس آنچه از مقالات و گزارش‌ها استخراج شده، بهینه‌سازی توأمان ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن را می‌توان در دو گام مد نظر قرار داد: گام اول، غربالگری میداین مناسب برای بهینه‌سازی توأمان دو فعالیت ذکر شده و گام دوم، اتخاذ روش‌های عملیاتی مناسب برای این کار.

در دو قسمت بعدی این موضوعات مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرند.

۲- غربالگری مخازن برای ازدیاد برداشت توأمان با ذخیره دی‌اکسید کربن

این طور نیست که تمامی مخازن برای CO₂ EOR و ذخیره CO₂ مناسب باشند. این امر دلایل مختلف فنی و اقتصادی می‌تواند داشته باشد. قبل از سنجش معیارهای اقتصادی، چند نوع ارزیابی فنی اولیه را می‌توان برای انتخاب مخزن برای ذخیره‌سازی CO₂ و ازدیاد برداشت در نظر گرفت [۳]. این ارزیابی‌ها ممکن است شامل غربالگری برای مناسب بودن EOR و ذخیره‌سازی CO₂، رتبه‌بندی فنی، پیش‌بینی IOR و حجم مخزن ذخیره باشد. به‌طور کلی، در مقالات و گزارش‌های مختلف، شرایط ذکر شده برای تزریق دی‌اکسید کربن متفاوت هستند، اگرچه توافقی نسبی بین آنها وجود دارد. در این بخش، نتیجه بررسی تعدادی از این گزارش‌ها و مقالات ارائه می‌گردد:

در یک تحقیق، معیارهای غربالگری فنی CO₂ EOR به روش سیلابزنی

۳ تفاوت‌های پروژه‌های CO₂ EOR و CCS

عملیات	CO ₂ EOR	CCS
هدف	بهبود افزایش تولید هیدروکربن باقیمانده در مخزن با بهینه ساختن شرایط انتقال هیدروکربن از مخزن به سطح زمین	کاهش انتشار گاز گلخانه‌ای CO ₂ در جو در راستای تبعیت از قوانین و مقررات وضع شده از سوی نهادهای ناظر
هزینه اقتصادی	هزینه‌هایی که صرف زنجیره‌ی ضبط و تزریق CO ₂ به مخزن می‌گردد با درآمد حاصل از فروش هیدروکربن بازیافت شده جبران می‌شود.	در ازای هزینه‌های بالایی که صرف می‌شود هیچ‌گونه درآمدی حاصل نمی‌گردد.
چرخه عمر CO ₂	CO ₂ به‌دست آمده از منابع طبیعی در یک فرایند چرخه‌ای بسته پس از انتقال و تزریق به مخزن وارد چرخه تولید می‌شود.	دی‌اکسید کربن هم از منابع طبیعی و هم از منابع صنعتی تولیدکننده این گاز جذب می‌گردد و پس از انتقال و تزریق به مخزن در ساختاری ایمن و محکم برای همیشه دفن می‌گردد.
چارچوب مقررات اولیه	بر اساس قوانین و تعهدات حاکم در صنعت نفت و گاز	تبعیت از مقررات کلی حفاظت از محیط زیست / قوانیت حوزه معادن / مقررات وضع شده در زمینه شرایط نگهداری گازهای گلخانه‌ای GHG/CCS

نمود [۹]. استفاده از روش‌های بهینه‌سازی مانند الگوریتم ژنتیک^{۱۰} نیز در این خصوص مفید است [۱۰]. لازم به ذکر است این کار به صورت موردی و برای هر میدان به صورت جداگانه انجام می‌شود. مدل ازدیاد برداشت با تزریق دی‌اکسید کربن را می‌توان به دو مدل عملکردی و اقتصادی تقسیم نمود [۷]. در شکل ۳- پارامترهای ورودی و خروجی برای یک نمونه از این دو مدل به همراه نحوه ارتباط آنها ارائه شده است. همانگونه که در شکل مذکور آورده شده، ورودی‌های مدل عملکردی پارامترهایی می‌باشند که معرف خواص مخزن، نفت و میدان هستند که پارامترهای مربوط به میدان در واقع بیانگر استراتژی عملیاتی برداشت نفت می‌باشند. مدل عملکردی خود از چند Module تشکیل شده و از مدل خواص فیزیکی نفت و سایر سیالات درگیر نیز بهره می‌برد. خروجی این مدل نرخ بازیابی نفت به عنوان تابعی از میزان دی‌اکسید کربن تزریق شده، فشار مورد نیاز سرچاه به منظور دستیابی به نرخ مطلوب تزریق دی‌اکسید کربن و مقدار کل نفت بازیابی شده از میدان در طول عمر اقتصادی آن می‌باشد. مدل اقتصادی نیز پارامترهایی مانند نرخ بازگشت سرمایه‌گذاری، ارزش فعلی و قیمت خرید سر به سر دی‌اکسید کربن را به دست می‌دهد.

حداکثر بازیابی نفت هم‌زمان با حفظ دی‌اکسید کربن تزریق شده به مخزن، چالش مهم پروژه‌های ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن و ازدیاد برداشت توأمان می‌باشد. آنچه از نظر اپراتور مهم است، کمینه کردن میزان تزریق دی‌اکسید کربن برای بازیابی یک بشکه نفت می‌باشد. اما برای یک پروژه توأمان، هر دو موضوع که میزان مطلوب (کمینه) دی‌اکسید کربن تزریق شده و حداقل دی‌اکسید کربن تزریق شده از مخزن خارج و به سطح زمین باز گردد، به طور مساوی اهمیت دارد. به طور معمول، دی‌اکسید کربن تولید شده بازگشتی از مخازن تحت فرایند جداسازی از سیال تولیدی (نفت و آب) قرار گرفته، خشک شده، مجدداً متراکم شده و به میدان نفتی (که می‌تواند همان میدان تولیدکننده دی‌اکسید کربن یا میدان دیگری در نزدیکی باشد) تزریق می‌شود.

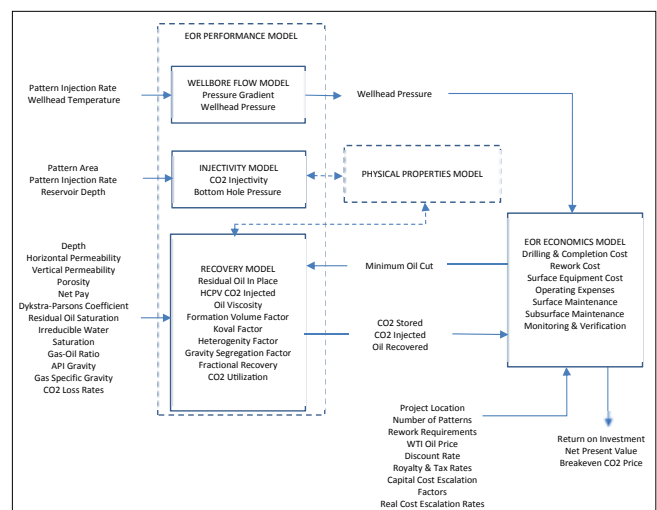
۵ | روش بهینه‌سازی پارامتریک برای رتبه‌بندی مخازن نفتی برای CO₂ EOR و CCS

Reservoir parameters	Optimum values	Parametric weight
API Gravity (°API)	37	0.24
Remaining oil saturation	60%	0.20
Pressure over MMP (MPa)	1.4	0.19
Temperature (°C)	71	0.14
Net oil thickness (m)	15	0.11
Permeability (mD)	300	0.07
Reservoir dip	20	0.03
Porosity	20%	0.02

و سولفید هیدروژن) همراه شود. این کار میزان دی‌اکسید کربن ذخیره شده را افزایش می‌دهد و هم‌زمان میزان نفت بازیابی در آن با پروژه مرسوم ازدیاد برداشت قابل مقایسه است [۷]. همچنین ممکن است بتوان طراحی الگوهای تزریق و عملیات آن را به منظور حداکثرسازی ازدیاد برداشت و ذخیره دی‌اکسید کربن بهینه کرد. برای مثال تکمیل چاه‌ها در راستای ایجاد پروفایل مساعد تزریق دی‌اکسید کربن، تغییر در ترکیب درصد جریان حلال با زمان و توقف تولید چاه‌های تولیدی به منظور حداقل‌سازی نسبت گاز به نفت^۹ (GOR) می‌تواند میزان دی‌اکسید کربن را که در زیر سطح باقی می‌ماند و با این حال موجب ازدیاد برداشت می‌شود، افزایش دهند [۷]. همچنین، تزریق دوره‌ای دی‌اکسید کربن و تزریق متناوب آب و دی‌اکسید کربن هم از لحاظ میزان ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن و هم از لحاظ میزان ازدیاد برداشت متفاوت بوده و در هر دو جنبه روند معکوس یکدیگر دارند. به منظور بهینه‌سازی هم‌زمان ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن، می‌توان از یک مدل دینامیکی که بر اساس آن مکانیزم و روش تزریق دی‌اکسید کربن و شرایط عملیاتی مربوطه تعیین شود، استفاده

۴ | معیارهای غربالگری فنی EOR CO₂ به روش سیلاب‌زنی امتزاجی

Reservoir parameter	Carcoana (1982)	Taber& Martin (1983)	Kilns (1984)	Taber et al. (1997)
Depth (m)	< 3000	> 700	> 914	i) > 1219; ii) > 1006 iii) > 853; iv) > 762
Temperature (°C)	< 90			
Pressure (MPa)	> 83		> 103	
Permeability (mD)	> 1			
Oil gravity (°API)	> 40	> 26	> 30	i) 22-27.9; ii) 28-31.9 iii) 32-39.9; iv) > 40
Viscosity	< 2	< 15	< 12	< 10
Fraction of oil remaining	> 0.30	> 0.30	> 0.25	> 0.20



۳ | مدل‌های عملکردی و اقتصادی در ازدیاد برداشت و نحوه تعامل آنها با یکدیگر

شده ناشی از احتراق گاز یا نفت تولیدی در مراحل استفاده از آن و گازهای تولید شده در مرحله مصرف انرژی و هنگام عملیات باشد [۴]. در روش محاسبه ظرفیت وزنی ذخیره‌سازی CO₂ که توسط Shaw در سال ۲۰۰۲ ارائه شده است، پارامترهایی مانند فاکتور بازیابی، میزان نفت درجا و انقباض نفت^{۱۳} تأثیر داده شده‌اند. برای محاسبات دقیق‌تر، مدل‌سازی عددی مخزن باید استفاده شده و در آن اثر water invasion، تفکیک دانسیته^{۱۴}، عدم تجانس مخزن^{۱۵} و انحلال CO₂ در آب، شبکه، نوع و اندازه مخزن و ایمنی ذخیره‌سازی CO₂، ممکن است در نظر گرفته شود [۳].

مخازن کم‌عمق که CO₂ در آنها به‌صورت گاز است، ظرفیت کمی داشته و از نظر اقتصادی مناسب نیستند. در مخازن خیلی عمیق نیز ممکن است هزینه بالای کمپرس، فرایند را غیراقتصادی نماید. مخازن با عمق بین ۹۰۰ تا ۳۵۰۰ متر برای CO₂ EOR و ذخیره‌سازی CO₂ پیشنهاد می‌گردد. مخازن بزرگ با ظرفیت بالای ذخیره‌سازی با در نظر گرفتن هزینه تمام شده واحد وزن یا حجم CO₂ برای ایجاد تأسیسات و زیرساخت‌های جذب، انتقال و تزریق و طول عمر پروژه شرایط مساعدتری دارند [۳]. بنابراین، مخازنی که ظرفیت ذخیره‌سازی بالایی دارند (مثلاً بیش از یک مگاتن CO₂) در کوتاه‌مدت و میان‌مدت برای این امر در نظر گرفته می‌شوند [۳].

۴- پروژه‌های بزرگ مقیاس جذب و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در دنیا
از آنجا که پروژه‌های CO₂ EOR یک گزینه برای حلقه آخر زنجیره CCS می‌باشند، در اینجا به‌طور مختصر به این زنجیره و به جایگاه پروژه‌های ازدیاد برداشت از طریق دی‌اکسید کربن در زنجیره مذکور پرداخته می‌شود. بر اساس تعریفی که از طرف انستیتو جهانی CCS^{۱۶} ارائه گردیده، منظور از پروژه‌های جذب و ذخیره‌سازی کربن بزرگ‌مقیاس^{۱۷} (LSIP)، پروژه‌هایی هستند که [۴] ظرفیت جذب، حمل و ذخیره‌سازی حداقل ۸۰۰ هزار تن دی‌اکسید کربن در سال را برای نیروگاهی با خوراک ورودی زغال‌سنگ دارا بوده، و یا ظرفیت جذب، حمل و ذخیره‌سازی حداقل ۴۰۰ هزار تن دی‌اکسید کربن در سال را برای سایر تأسیسات منتشرکننده دی‌اکسید کربن (نظیر نیروگاه‌های با سوخت گاز طبیعی) داشته باشند. از نظر موسسه جهانی CCS، پروژه‌هایی که تحت عنوان LSIP شناخته می‌شوند باید دی‌اکسید کربن انسان‌زاد را به سایت‌های ذخیره‌سازی ژئولوژیک و یا میادین تحت عملیات ازدیاد برداشت تزریق نمایند [۴]. در دو دهه اخیر این پروژه‌ها رشد قابل توجهی داشته‌اند به‌طوری‌که از ابتدای دهه اخیر تاکنون دو برابر شده‌اند. مطابق با پایگاه آنلاین داده‌های انستیتو جهانی CCS (ژوئن ۲۰۱۸)،

یکی از کارهایی که می‌توان انجام داد، بهینه‌سازی تزریق آب (زمان‌بندی)، دبی تزریق و نسبت آب به گاز) به منظور حداقل‌سازی میزان چرخش گاز و حداکثرسازی ذخیره گاز می‌باشد. یک گزینه دیگر افزایش مجدد فشار مخزن تخلیه شده (مخزنی که مراحل برداشت اولیه و ثانویه را طی کرده‌اند) به بالای فشار MMP از طریق تزریق دی‌اکسید کربن به جای سیلاب‌زنی با آب است. این کار در میدان Zama F Pool با افزایش فشار مخزن با تزریق گاز اسیدی (۶۷ درصد دی‌اکسید کربن و ۳۳ درصد سولفید هیدروژن) حاصل از واحد فرآورش گاز طبیعی انجام شده که منجر به افزایش تولید نفت در میدان مذکور شده است.

تجربه حاصل از پروژه‌های CO₂ EOR در ایالات متحده نشان می‌دهد که حدود ۴۰ درصد از مقادیر اولیه تزریق شده CO₂ از مخزن خارج شده که می‌تواند مجدداً تزریق گردد. به‌عبارت دیگر، بدون در نظر گرفتن تزریق مجدد، حدود ۶۰ درصد از CO₂ تزریق شده در هنگام مشاهده نشانه‌های خروج دی‌اکسید کربن از چاه (CO₂ Breakthrough) در مخزن باقی می‌ماند [۳]. حتی روش تزریق دی‌اکسید کربن در ازدیاد برداشت در میزان دی‌اکسید کربن باقیمانده در مخزن موثر است. به‌عنوان مثال، میزان CO₂ باقیمانده در مخزن در عملیات GSGI و WAG متفاوت است. در GSGI میزان CO₂ باقیمانده متناسب با حجم خالی مخزن^{۱۱} است. در فرایند CO₂، GSGI بیشتری مورد نیاز است که این موضوع، شرایط را برای ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن مساعد می‌نماید [۳].

اگرچه استفاده از استراتژی تزریق WAG نتایج بهتری نسبت به تزریق مداوم دی‌اکسید کربن به بار می‌آورد، لیکن روش مذکور حجم قابل توجهی از نفت (حدود یک سوم تا دو سوم از نفت باقیمانده بعد از سیلاب‌زنی در مراحل ثانویه) را در مخزن باقی می‌گذارد. از طرف دیگر، این استراتژی تزریق اساساً منجر به ذخیره‌سازی کمتر دی‌اکسید کربن در مقایسه با استراتژی تزریق مداوم در حالت امتزاجی می‌گردد. از دیدگاه ذخیره‌سازی، استفاده از روش WAG منجر به کاهش فضای حفرات مخزن برای ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن می‌شود [۴].

از طرف دیگر، پروژه‌هایی که برای ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن بهینه نشده‌اند، تنها می‌توانند مقدار دی‌اکسید کربن معادل حداکثر ۵۰ تا ۶۰ درصد از کل گازهای منتشر شده ناشی از احتراق نفت یا گاز تولید شده در پروژه و مصرف انرژی و سایر گازهای منتشره در حین عملیات (یعنی کل گازهای منتشره از مرحله مخزن تا مصرف‌کننده نهایی) را ذخیره کنند. با این حال، بهینه‌سازی استراتژی‌های تزریق می‌تواند کمک کند که پروژه‌های ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن به‌صورت پروژه‌های با انتشار خالص صفر^{۱۲} اجرا گردد، بدین معنی که دی‌اکسید کربن ذخیره شده در طی پروژه بیشتر از مجموع دی‌اکسید کربن تولید

۶ مشخصات تعدادی از مهمترین پروژه‌های تزریق دی‌اکسید کربن با هدف توأمان از دید برداشت و ذخیره‌سازی

Geologic Characteristic/ Reservoir Parameter	Unit	Weyburn oil unit	Bell Creek	SACROC unit	West hastings	North Burbank oil unit	Pinnacle Reefs (Michigan's Northern Reef Trend)	Farnsworth
Formation		Charles Formation [Marly (upper dolostone unit)+ Vuggy (lower limestone unit)]	Muddy (Newcastle)	Canyon Reef (limestone)	Frio sandstone	Burbank sandstone	Guelph formation (brown Niagaran)	Upper morrow
Geologic age		Mississippian	Cretaceous	Pennsylvanian	Oligocene	Pennsylvanian	Silurian	Pennsylvanian
Hydrocarbon trap type		Truncated stratigraphic	stratigraphic	Reef	Structural	stratigraphic	Reef	stratigraphic
Overlying Caprock(s)		Midale evaporite with Watrous aquitard as regional seal	Mowry shale	Wolfcamp shale	Anahuac shale	Cherokee shale	A-2 evaporite (top) A-1 evaporite (flank)	Thirteen finger limestone
Caprock(s) average thickness	ft.	6.5-36 (Midale evaporite)	>3000	600-1100	600	45-70	>290	118
Formation Depth	ft.	4900	4500	6200-7000	5500	3000	5400-5700	7554-7950
Average reservoir thickness	ft.	19.5 (Marly) 49 (Vuggy)	30-45	229	>700	50	(max) 278	54
Formation pressure at discovery	psi	2300	1180	3122-3300	2740	1350-1600	2400	2200
Formation temperature	°F	138	110	130	160	122	108	167
Cumulative oil production to date	Million barrels	366	133	1400	582		0.47 (Dover 33)	19
Oil gravity	°API	25-34	32-41	42	31	39-41	47.9	38
Formation water salinity	ppm	20000-310000	5000	159000	>100000	85000	Very high	3600
Ave. porosity	%	26 (Marly) 11 (Vuggy)	25-35	9	29	20	4	21-3
Ave. permeability	mD	10 (Marly) 15 (Vuggy)	150-1175	30	500-1000	50-80	12	0.1-700
EOR type		Combined miscible simultaneous but separate CO2 only, water only, and water alternating gas injection strategy using a combination of horizontal CO2 injectors and horizontal producers and vertical water injectors and vertical producers	Continuous miscible CO2 injection (5- spot pattern)	Miscible water alternating gas (5-spot well pattern)	Continuous miscible CO2 injection, water only, and water alternating gas (5-spot pattern)	Miscible water alternating gas (staggered line drive well pattern)	Top down CO2 injection (vertical injector + horizontal producer)	Hybrid water alternating with CO2 gas injection (5-spot well pattern)
Reported reservoir pressure prior to CO2 injection	psi	2150-2250	1572	2400	1800	900	790	4700

۳۷ پروژه LSIP در دنیا وجود دارد. از این تعداد ۱۷ پروژه در حال بهره‌برداری و ۵ پروژه در حال ساخت^{۱۸} می‌باشند. بقیه پروژه‌ها در مراحل مختلف برنامه‌ریزی و یا اجرایی می‌باشند. تعداد ۲۲ پروژه ذکر شده که در حال بهره‌برداری عملیاتی یا تحت ساخت هستند، حدود ۴۰ میلیون تن در سال ظرفیت ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن دارند و البته این، کسر کوچکی از ۳۶ میلیارد تن دی‌اکسید کربن منتشر شده در سال در کل جهان از سوخت‌های فسیلی و صنایع است [۱۱]. جدا از پروژه‌های LSIP، صدها پیلوت و یا پروژه آزمایشی یا دمو^{۱۹} ساخته شده و یا در حال ساخت هستند که به میزان قابل توجهی به درک تکنولوژی‌های CCS کمک می‌کنند.

از میان ۱۷ پروژه LSIP در حال بهره‌برداری، در ۱۳ مورد، ذخیره‌سازی در مخازن نفتی (پروژه‌های ازدیاد برداشت) و در ۴ پروژه دیگر در مخازن ژئولوژیکی اختصاصی (ساختارهای نمکی عمیق) انجام می‌شود. ایالات متحده هفت پروژه در حال بهره‌برداری LSIP دارد که همگی در مخازن نفتی و همراه با ازدیاد برداشت می‌باشند. حجم ذخیره شده سالانه دی‌اکسید کربن در این میادین ۲۰ میلیون تن می‌باشد. مخزن نمکی میدان گازی Sleipner در نروژ برای مدت بیست سال بزرگ‌ترین مخزن فراساحلی برای ذخیره دی‌اکسید کربن بوده است. قدیمی‌ترین پروژه ازدیاد برداشت همراه با ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در خشکی، پروژه SACROC در تگزاس غربی با عمری بیش از ۴۰ سال بوده است. بزرگ‌ترین پروژه ازدیاد برداشت همراه با ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در خشکی، با ظرفیت ۷ میلیون تن دی‌اکسید کربن در سال، پروژه Shute Creek در وایومینگ ایالات متحده می‌باشد [۱۱].

در جدول ۶- مشخصات تعدادی از مهمترین پروژه‌های تزریق دی‌اکسید کربن با هدف توأمان ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی در آمریکای شمالی شامل مشخصات اصلی ژئولوژیکی، پارامترهای مخزن و برخی مشخصات عملیاتی آنها آورده شده است. جدول مذکور در مطالعات بعدی می‌تواند به‌عنوان یک benchmark در غربالگری میادین مناسب برای ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی توأمان مفید باشد.

لازم به ذکر است اکثر این پروژه‌ها از دی‌اکسید کربن جذب شده از واحدهای گاز طبیعی و یا سایر واحدهای صنعتی استفاده می‌کنند. تنها دو کارخانه Boundary Dam و Great Plains Synfuel بر پایه زغال‌سنگ هستند که اولی یک نیروگاه و دومی یک واحد تولید گاز سنتز از زغال‌سنگ بوده و دی‌اکسید کربن جذب شده از آنها به میادین Weyburn و Midale در کانادا ارسال می‌گردد. به جز دو پروژه Michigan Basin و Weyburn-Midale، در سایر پروژه‌ها چاه عمودی هم برای تزریق و هم برای تولید مورد استفاده قرار گرفته‌اند. در پروژه

Michigan Basin از چاه‌های افقی برای تولید و در میادین Weyburn-Midale از چاه‌های افقی برای تزریق و تولید استفاده شده است. از آنجا که تزریق دی‌اکسید کربن به واحد SACROC از سال ۱۹۷۲ آغاز شده، بدیهی است این میدان بیشترین حجم ذخیره شده دی‌اکسید کربن را در بین تمامی پروژه‌های LSIP در آمریکای شمالی دارد که بالغ بر ۵۵ میلیون تن می‌باشد. تزریق دی‌اکسید کربن به میادین Weyburn-Midale از سال ۲۰۰۰ آغاز شده و تاکنون ۲۲ میلیون تن دی‌اکسید کربن ذخیره شده است. در دو میدان West Hastings و Bell Creek تزریق دی‌اکسید کربن در سال ۲۰۱۳ آغاز شد و تا سال ۲۰۱۶ در این دو میدان به ترتیب ۳ و ۲,۷۵ میلیون تومان دی‌اکسید کربن ذخیره شده است [۴].

بر اساس گزارش موسسه جهانی CCS، بیشتر پروژه‌های بزرگ مقیاس آینده در دنیا بر روی قابلیت صنعت نفت در جذب دی‌اکسید کربن به‌ویژه از تأسیسات مربوط به پالایش گاز طبیعی هستند. البته ناگفته نماند در آینده فشار بر روی کشورهایی مانند چین و هند وجود خواهد داشت تا نسبت به جذب دی‌اکسید کربن از نیروگاه‌های بر پایه زغال‌سنگ خود اقدام و از آن برای پروژه‌های ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی استفاده کند. لزوم انجام برنامه‌های پایش و کنترل: به‌منظور استفاده از سایت CO₂ EOR به‌عنوان سایت ذخیره‌سازی، فعالیت‌های دیگری با تمرکز بر ذخیره‌سازی باید انجام شود. این فعالیت‌ها که غالباً به‌عنوان برنامه پایش، ممیزی و حسابداری^{۲۰} (MVA) و یا برنامه پایش، مدیریت و ممیزی^{۲۱} (MMV) شناخته می‌شود، باید قبل، در خلال و بعد از تزریق دی‌اکسید کربن و به‌منظور اطمینان از ذخیره‌سازی طولانی‌مدت (مثلاً ۱۰۰۰ سال) حداقل ۹۹ درصد از دی‌اکسید کربن تزریق شده انجام شود. مدت ذخیره‌سازی و درصد کربن باقیمانده ذکر شده (یعنی ۱۰۰۰ سال و ۹۹ درصد) برای انتخاب سایت ذخیره‌سازی از سوی IPCC^{۲۲} تعیین شده است [۴]. ذکر این نکته جالب است که تمام پروژه‌های جذب و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در مخازن نفتی در آمریکا شمالی پیش از آغاز برنامه‌های MVA/MMV، دارای سابقه تزریق دی‌اکسید کربن بودند. یک برنامه MVA/MMV شامل فعالیت‌های چهارگانه‌ای می‌باشد که عبارتند از: برآورد قابلیت ذخیره‌سازی مخزن با انجام ارزیابی ریسک و تعیین مشخصات بیشتری از سایت ذخیره‌سازی، پایش دقیق تر گازهای منتشر شده، پایش زیرسطحی^{۲۳} و تغییر به عملیات ترک میدان. در حال حاضر درک مناسبی از تکنولوژی‌های پایش به‌واسطه ده‌ها سال استفاده از آنها وجود دارد [۱۱]. به‌طور کلی پایش دی‌اکسید کربن تزریق شده در تبدیل یک پروژه ازدیاد برداشت به یک پروژه ذخیره‌سازی اهمیت زیادی دارد. صنعت نفت در استفاده از تکنیک‌های پایش و نظارت مانند پایش

نفتی، از دو منبع کلی قابل تأمین است: منابع طبیعی و منابع انسان‌زاد^{۴۷} [۳]. اگرچه از نظر فنی چالش‌های عمده زنجیره جذب، انتقال و تزریق دی‌اکسید کربن زیاد نیست، لیکن به‌طور کلی اقتصادی بودن آن بستگی شدیدی به منبع تأمین دی‌اکسید کربن دارد. در دسترس بودن، هزینه و زیرساخت‌های لازم فاکتورهای اصلی در تزریق دی‌اکسید کربن هستند: در صورت استفاده از منابع گران CO₂ (مانند گاز دودکش نیروگاه‌ها) محدودیت اقتصادی وجود دارد، لیکن عمده پروژه‌های CO₂ EOR که از منابع ارزان CO₂ استفاده می‌کنند، اقتصادی بوده و نرخ بازگشت اقتصادی خوبی دارند [۳].

لازم به ذکر است اجرای پروژه‌های CO₂ EOR در CO₂ به صورت تجاری به دلیل هزینه‌های بالاتر و دانسیته کمتر سیالات مخزن، کمتر مورد توجه می‌باشند [۳]، لذا آنچه در سطور بعدی ذکر می‌شود عمدتاً در خصوص پروژه‌های خشکی است.

اطلاعات مربوط به هزینه‌های قسمت‌های مختلف زنجیره جذب، انتقال و ذخیره دی‌اکسید کربن که از منابع و مراجع مختلف استخراج شده اگرچه از نظر اعداد و ارقام با یکدیگر متفاوتند (و این به دلیل تفاوت در زنجیره‌های مختلف می‌باشد)، لیکن در یک راستا بوده و با یکدیگر توافق نسبی دارند. هزینه جذب دی‌اکسید کربن در منابع و مقالات ممکن است به صورت هزینه دی‌اکسید کربن جذب شده، هزینه دی‌اکسید کربن اجتناب یافته و هزینه تولید برق با احتساب واحد جذب کربن بیان شود [۷]. این تنوع بیان در تمام اطلاعات هزینه‌ای جمع‌آوری شده از مقالات مشاهده می‌شود. در بررسی اقتصادی موضوع، گاهی از عبارتی به نام مقرون‌به‌صرفه بودن^{۴۸} استفاده می‌شود. این عبارت به هزینه لازم برای جلوگیری از انتشار خالص هر تن دی‌اکسید کربن (دی‌اکسید کربن اجتناب یافته) اشاره می‌نماید.

تخمین زده می‌شود چنانچه قرار باشد از تأسیسات CCS (با فناوری موجود) در احداث نیروگاه‌های جدید استفاده شود، هزینه تولید برق ۲۰ تا ۵۰ دلار به ازای هر مگاوات ساعت در سیکل ترکیبی گاز طبیعی^{۴۹} (NGCC) و ۳۰ تا ۷۰ دلار برای نیروگاه‌های با سوخت ذغال سنگ پودری در شرایط فوق‌بحرانی^{۵۰} (SCPC) افزایش می‌یابد. هزینه اضافی تولید برق برای سیکل ترکیبی یکپارچه تبدیل به گاز^{۵۱} (IGCC) با در نظر گرفتن تأسیسات CCS چیزی بین دو محدوده قبلی ذکر شده قرار دارد. لازم به ذکر است که هزینه‌های مذکور بدون در نظر گرفتن عواید ناشی از استفاده‌های بعدی از دی‌اکسید کربن (مانند استفاده در فرایند ازدیاد برداشت) می‌باشد. مطابق داده‌های ارائه شده در مقالات، هزینه جذب که شامل مترامک‌سازی نیز می‌شود، عمده هزینه CCS (بین حدود ۵۰ تا ۸۰ درصد) را شامل می‌شود. بقیه هزینه‌ها مربوط به انتقال و ذخیره‌سازی

لوله^{۲۴} و نمودارگیری چاه^{۲۵}، لرزه نگاری و سایر روش‌های ژئوفیزیک، نمونه‌برداری از سیالات، آنالیز ردیاب‌ها و حتی شبکه‌های پایش هوشمند برای مدیریت موثر مخازن در پروژه‌های ازدیاد برداشت سابقه طولانی دارد. در طول سال‌ها اپراتورها و محققان سیستم‌ها و متدولوژی‌های مختلف MVA/MMV برای زمان قبل از تزریق^{۲۶}، در زمان تزریق و پس از تزریق^{۲۷} دی‌اکسید کربن در یک مخزن ذخیره توسعه داده‌اند. برنامه‌های MVA/MMV در خصوص ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی، خدمات و انعطاف‌پذیری بیشتری دارد تا بتوان نسبت به باقی ماندن ۹۹ درصد از دی‌اکسید کربن تزریقی در ناحیه در نظر گرفته شده اطمینان حاصل نمود. به‌منظور اطمینان از اینکه دی‌اکسید کربن تزریق شده در نواحی تزریق باقی‌مانده و چاه‌های تزریق، تمایل به آزادسازی ناخواسته ندارند، روش‌ها و تکنیک‌های سطحی، نزدیک به سطح و زیرسطحی می‌توانند به کار گرفته شده و با روش‌های MVA/MMV یکپارچه شوند. انواع مختلف تکنولوژی‌های MVA/MMV وجود دارند که برخی از آنها تجاری هستند، بعضی در مراحل اولیه آزمایشی و برخی در مرحله توسعه می‌باشند. به هرحال، تعدادی از این فناوری‌ها برای برآوردن نیازهای انطباق قانونی^{۲۸} این حوزه لازم هستند که به آنها فناوری‌های اصلی و یا اولیه^{۲۹} و برخی برای مدیریت بهتر مخزن مناسب هستند که به آنها تکنولوژی ثانویه^{۳۰} می‌گویند. به‌طور کلی، روش‌های پایش زیرسطحی تجاری موجود نظیر پروفایل لرزه‌ای سه بعدی سطحی زمانی^{۳۱} یا پروفایل لرزه‌ای چهار بعدی^{۳۲}، پروفایل لرزه‌ای سه بعدی عمودی زمانی^{۳۳} (3-D VSP) یا پروفایل لرزه‌ای چهار بعدی^{۳۴} (4-D VSP)، پایش دما، فشار و دبی، تست‌های ردیاب^{۳۵} و ژئوشیمیایی^{۳۶} و نمودارگیری جذب نوترونی پالسی^{۳۷} (PNC)، متداول‌ترین روش‌های MVA/MMV در این پروژه‌ها می‌باشند. پایش فشار سرچاهی^{۳۸} و پایش فشار ناحیه بالاسری^{۳۹}، میکروگراویتی^{۴۰}، لرزه‌نگاری میکرو^{۴۱} و گراویتی Borehole^{۴۲} از روش‌های دیگر پایش در این پروژه‌ها هستند. نمونه‌گیری آب از عمق کم^{۴۳} پرکاربردترین تکنیک سطحی در پروژه‌های مذکور می‌باشد. به‌نظر می‌رسد روش نمونه‌گیری گاز-خاک^{۴۴}، روش منتخب در بررسی نشت دی‌اکسید کربن از لایه‌هایی است که در آن محبوس شده است. روش‌های لرزه‌نگاری انفعالی^{۴۵} و نمونه‌گیری آب سطحی^{۴۶}، تنها روش‌های پایش سطحی هستند که در این پروژه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند.

۵- اقتصاد پروژه CO₂ EOR

با توجه به آنچه گفته شد، مشخص است که اقتصاد یک پروژه CO₂ EOR باید در کنار سایر حلقه‌های زنجیره CCS بررسی شود. همانگونه که قبلاً ذکر شد، دی‌اکسید کربن مورد نیاز برای تزریق و ذخیره‌سازی در مخازن

اقتصادی بودن CO₂ EOR دارد. به عنوان مثال با قیمت نفت حدود ۷۰ دلار به ازای هر بشکه، بین ۳۰ تا ۴۰ دلار به ازای هر بشکه سود حاصل از ازدیاد برداشت نفت می‌باشد.

شایان ذکر است با توجه به زیاد بودن حجم سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای زیرساخت یک پروژه جذب، انتقال و تزریق دی‌اکسید کربن، دولت‌ها باید در این امر مشارکت نمایند [۱۲]. بسیاری از پروژه‌های جذب، انتقال و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن به پشتیبانی مالی توسط دولت نیاز دارند. حمایت‌ها و خط‌مشی‌های کشورهای در جنبه‌های مختلف (مانند تحقیقات مرتبط با سوخت، خط لوله انتقال دی‌اکسید کربن و ...) می‌تواند در فراگیر شدن پروژه‌های CCS نقش اساسی داشته باشند [۱۱].

نتیجه‌گیری

ازدیاد برداشت از طریق تزریق دی‌اکسید کربن، فصل مشترک دو موضوع مهم در صنعت نفت و محیط زیست است؛ یکی، ازدیاد برداشت از مخازن نفتی و دیگری، مدیریت گازهای گلخانه‌ای. سه گزینه برای ذخیره ژئولوژیک دی‌اکسید کربن وجود دارد: ساختارهای نمکی عمیق، مخازن نفت و گاز و معادن غیرقابل استخراج ذغال‌سنگ. حدود ۳۶۰ گیگا تن دی‌اکسید کربن طی پنج دهه آینده می‌تواند در مخازن هیدروکربوری طی فرایند ازدیاد برداشت ذخیره‌سازی شود. مطابق همین پیش‌بینی طی فرایند ذخیره‌سازی این مقدار دی‌اکسید کربن، حدود ۳۷۵ میلیارد بشکه نفت جدید بازیابی خواهد شد. مطابق گزارش IPCC در سال

دی‌اکسید کربن است که آن هم بستگی به فاصله و شرایط مخزن دارد [۱۱، ۱۲]. در تحقیق دیگری عنوان شده است که تقریباً ۷۵ درصد هزینه‌های CO₂ EOR مربوط به جداسازی و انتقال دی‌اکسید کربن و ۲۵ درصد مربوط به عملیات EOR می‌باشد [۳] که با ارقام قبلی دارای توافق نسبی است.

با توجه به نقش هزینه جذب دی‌اکسید کربن در اقتصاد زنجیره CCS و پروژه CO₂ EOR، یافتن منابع تأمین دی‌اکسید کربن از نوع انسان‌زاد ولسی ارزان (که هم نقش زنجیره مذکور در مدیریت گازهای گلخانه‌ای را تقویت نموده و هم اقتصاد ازدیاد برداشت را تضمین کند) حائز اهمیت است. با توجه به این موضوع، در شکل-۴، هزینه‌های جذب دی‌اکسید کربن با تکنولوژی‌های مختلف و در صنایع گوناگون مقایسه شده‌اند [۱۳]. همانگونه که از شکل مشاهده می‌شود، هزینه جذب دی‌اکسید کربن در فرایندهای شیمیایی که به Inherent Separation موسوم است، کمتر از جذب دی‌اکسید کربن از فرایندهای احتراق (مانند نیروگاه‌ها) می‌باشد. به همین دلیل، واحدهای فرآورش گاز طبیعی، منبع ارزان قیمتی برای تأمین دی‌اکسید کربن مورد نیاز پروژه‌های CCS و یا CO₂ EOR محسوب می‌شوند.

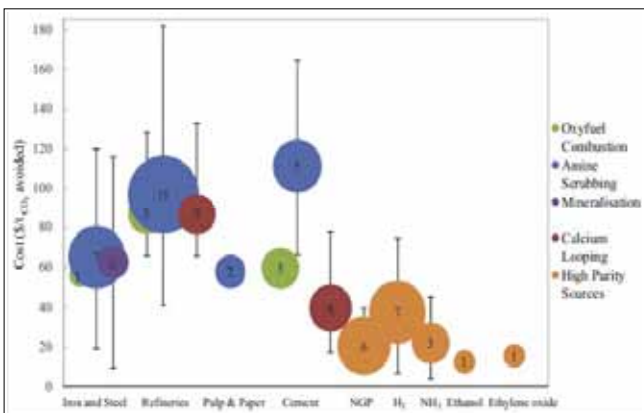
همچنین، طبق گزارش انیستیتو جهانی CCS و بر مبنای شاخص قیمت‌های سال ۲۰۱۰، هزینه انتقال دی‌اکسید کربن در خشکی در ۱۰۰ کیلومتر بین ۰،۴ تا ۱،۵ یورو به ازای هر تن دی‌اکسید کربن است، در حالی که هزینه ذخیره‌سازی ۴ تا ۱۰ یورو و هزینه جذب بین ۴۲ تا ۸۱ یورو به ازای هر تن دی‌اکسید کربن برای واحدهای نیروگاهی (شامل تراکم اولیه دی‌اکسید کربن، به عنوان مثال، جهت ورود به خط لوله) می‌باشد [۱۴].

انتظار می‌رود نسل جدید فناوری‌های جذب کربن، اقتصاد CCS را بهبود داده و در صورت تحقق اهداف در حال تحقیق، ۲۵ تا ۳۰ درصد هزینه سرمایه‌گذاری و ۲۰ تا ۳۰ درصد هزینه‌های عملیاتی را کاهش دهد؛ اگرچه به نظر نمی‌رسد این فناوری‌ها تا قبل از سال ۲۰۲۵ تجاری شوند. با توجه به سهم بخش جذب در هزینه‌های کل CCS، طبیعی است که بیشترین تلاش‌ها برای بهبود روش‌های جذب صورت گیرد [۱۱].

چنانچه از منظر ازدیاد برداشت به موضوع هزینه‌های جذب، انتقال و تزریق دی‌اکسید کربن نگاه شود، با توجه به مقدار نفت برداشت شده به ازای واحد دی‌اکسید کربن تزریق شده، می‌توان هزینه‌های ازدیاد برداشت را بر اساس هزینه انجام شده به ازای هر بشکه نفت استحصال شده محاسبه نمود. ارقام متداول در این خصوص در جدول-۷ نشان داده شده است [۱۵].

این هزینه‌ها موید این قضیه است که قیمت نفت تأثیر بسیار زیادی بر

Cost Category	Cost US\$/barrel
CO ₂ costs	15
Well/Lease operation and management	10-15
Capital costs	5-10
Total (without any tax included)	30-40



۴ | هزینه‌های جذب دی‌اکسید کربن با تکنولوژی‌های مختلف و در صنایع مختلف

۲۰۰۷، تخمین زده می‌شود نهایتاً تا ۹۰۰ گیگاتن دی‌اکسید کربن را می‌توان در مخازن خالی شده نفت در سراسر جهان ذخیره نمود. یک پروژه ازدیاد برداشت از طریق تزریق دی‌اکسید کربن با این هدف ایجاد می‌شود که برای سرمایه‌گذاران ایجاد ثروت نموده و همچنین مزایای زیست محیطی فراهم کند. این امر با کمینه کردن میزان دی‌اکسید کربن مورد نیاز برای تولید نفت و اطمینان از اینکه دی‌اکسید کربن به آتمسفر و لایه‌های مجاور در هیچ مرحله‌ای از فرایند نشت نکند، انجام می‌شود.

تزریق دی‌اکسید کربن جزو روش‌های غیرحرارتی ازدیاد برداشت می‌باشد. از میان حلال‌هایی که در روش غیرحرارتی استفاده می‌شوند، تمرکز بر روی دی‌اکسید کربن به چند دلیل بیشتر است. تزریق دی‌اکسید کربن جهت ازدیاد برداشت به دو روش امتزاجی و غیرامتزاجی انجام می‌گردد. دی‌اکسید کربن نسبت به سایر گازها از فشار مینیمم امتزاج پایین‌تری برخوردار است که یک مزیت به‌شمار می‌رود. در نتیجه، در بیشتر میادین تزریق دی‌اکسید کربن از نوع سیلاب‌زنی امتزاجی خواهد بود. فشار مینیمم امتزاجی دی‌اکسید کربن یک پارامتر مهم برای غربالگری، انتخاب مخزن و طراحی پروژه‌های CO₂ EOR می‌باشد. موانع و یا چالش تکنولوژیکی خاصی در جابه‌جایی از CO₂ EOR به CO₂ EOR/ CCS وجود ندارد اما در عین حال اختلافاتی از منظر قانونی، نظارت و بازرسی و اقتصادی دیده می‌شود که لازم است مرتفع گردد. معمولاً مقررات وضع شده برای CO₂ EOR، از نظر تزریق CO₂ بعد از اتمام فرایند EOR و اینکه چه رخدادی پس از آن روی می‌دهد، اهمیتی ندارد.

روش‌های تزریق متناوب آب و گاز متداول و همچنین تزریق مداوم دی‌اکسید کربن (هر دو در حالت امتزاجی)، دو استراتژی هستند که به‌طور عمده در LSIP‌های عملیاتی و دیگر پروژه‌های ازدیاد برداشت هم‌زمان مورد استفاده قرار می‌گیرند. اگرچه استفاده از استراتژی تزریق WAG نتایج بهتری نسبت به تزریق مداوم دی‌اکسید کربن به‌همراه دارد، لیکن روش مذکور حجم قابل توجهی از نفت را در مخزن باقی می‌گذارد. از طرف دیگر، این استراتژی تزریق اساساً منجر به ذخیره‌سازی کمتر دی‌اکسید کربن در مقایسه با استراتژی تزریق مداوم در حالت امتزاجی می‌گردد. میزان ازدیاد برداشت با تزریق دی‌اکسید کربن در میدان‌های مورد مطالعه در یک تحقیق بین ۷ تا بیش از ۲۰ درصد بوده و اکثراً در مخازنی با ساختار ماسه‌سنگی موثرتر از مخازن کربناته بوده است. استفاده از تزریق دی‌اکسید کربن در ازدیاد برداشت محدود به میادینی با عمق بیش از ۶۰۰ متر می‌شود که در آنها حداقل ۲۰ تا ۳۰ درصد از نفت درجا پس از به‌کارگیری روش‌های اولیه

و ثانویه در مخزن باقی بماند.

بهینه‌سازی توأمان ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن را می‌توان در دو گام مد نظر قرار داد: گام اول، غربالگری میادین مناسب برای بهینه‌سازی توأمان دو فعالیت ذکر شده و گام دوم، اتخاذ روش‌های عملیاتی مناسب برای اینکار. این امکان وجود دارد که بتوان طراحی الگوهای تزریق و عملیات آن را به‌منظور حداکثرسازی ازدیاد برداشت و ذخیره دی‌اکسید کربن بهینه کرد.

به‌منظور بهینه‌سازی هم‌زمان ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن، می‌توان از یک مدل دینامیکی که بر اساس آن مکانیزم و روش تزریق دی‌اکسید کربن و شرایط عملیاتی مربوطه تعیین شود، استفاده نمود. استفاده از روش‌های بهینه‌سازی مانند الگوریتم ژنتیک نیز در این خصوص مفید است. معیارهای غربالگری فنی CO₂ EOR به روش سیلاب‌زنی امتزاجی و همچنین روش بهینه‌سازی پارامتریک برای رتبه‌بندی مخازن نفتی برای CO₂ EOR توسط محققان ارائه شده است. استفاده از روش‌های فوق، غربالگری و رتبه‌بندی مخازن برای CO₂ EOR و ذخیره‌سازی را از نظر فنی ممکن می‌سازد. این روش‌ها در کنار عواملی نظیر، تأسیسات سطح‌الارضی، منبع و هزینه تأمین CO₂ و سایر عوامل اقتصادی، انتخاب نهایی مخزن برای CO₂ EOR را میسر می‌سازد.

اگرچه از نظر فنی چالش‌های عمده زنجیره جذب، انتقال و تزریق دی‌اکسید کربن زیاد نیست، لیکن به‌طور کلی، اقتصادی بودن آن بستگی شدیدی به منبع تأمین دی‌اکسید کربن دارد. در دسترس بودن، هزینه و زیرساخت‌های لازم فاکتورهای اصلی در تزریق دی‌اکسید کربن هستند: در صورت استفاده از منابع گران CO₂ (مانند گاز دودکش نیروگاه‌ها) محدودیت اقتصادی وجود دارد، لیکن عمده پروژه‌های CO₂ EOR که از منابع ارزان CO₂ استفاده می‌کنند، اقتصادی بوده و نرخ بازگشت اقتصادی خوبی دارند. طبق گزارش انیستیتو جهانی CCS و بر مبنای شاخص قیمت‌های سال ۲۰۱۰، هزینه انتقال دی‌اکسید کربن در خشکی در ۱۰۰ کیلومتر بین ۰٫۴ تا ۱٫۵ یورو به ازای هر تن دی‌اکسید کربن است، در حالی که هزینه ذخیره‌سازی ۴ تا ۱۰ یورو و هزینه جذب بین ۴۲ تا ۸۱ یورو به ازای هر تن دی‌اکسید کربن برای واحدهای نیروگاهی (شامل تراکم اولیه دی‌اکسید کربن) است. هزینه جذب دی‌اکسید کربن در فرایندهای شیمیایی که به Inherent Separation موسوم است، کمتر از جذب دی‌اکسید کربن از فرایندهای احتراق (مانند نیروگاه‌ها) می‌باشد. به‌همین دلیل، واحدهای فرآورش گاز طبیعی منبع ارزان‌قیمتی برای تأمین دی‌اکسید کربن موردنیاز پروژه‌های CCS و یا CO₂ EOR محسوب می‌شوند. ■

پانویس ها

1. American Petroleum Institute
2. Poor Sweep Efficiency
3. Permeability
4. Well Spacing
5. acre واحد سطح و معادل ۰.۴۰۵ هکتار می باشد
6. Traditional EOR Project
7. Weighting Factor
8. Performance Ranking
9. Gas Oil Ratio
10. Genetic Algorithm
11. Pore Volume
12. Net Zero Emission
13. Oil Shrinkage
14. gravity segregation
15. reservoir heterogeneity
16. Global CCS Institute
17. Large-Scale Integrated Carbon Capture and Storage Projects
18. Under Construction
19. Demonstration-Scale
20. Monitoring, Verification and Accounting Program
21. Monitoring, Management and Verification Program
22. Intergovernmental Panel on Climate Change
23. Subsurface
24. Downhole
25. well Logging
26. Pre-Injection
27. Post- Injection
28. Regulatory Compliance
29. Primary Technologies
30. Secondary Technologies
31. Time-Lapsed Surface 3-D Seismic Profile
32. 4-D Seismic Profile
33. Time-Lapsed 3-D Vertical Seismic Profile
34. 4-D Vertical Seismic Profile
35. Tracer Tests
36. Geochemical Tests
37. Pulse Neutron Capturing Logging
38. Wellhead Pressure Monitoring
39. Above Zone Pressure Monitoring
40. Microgravity
41. Microseismic
42. Borehole Gravity
43. Shallow Groundwater Sampling
44. Soil- Gas Sampling
45. Passive Seismic
46. Surface Water Sampling
47. Anthropogenic
48. Cost-Effectiveness
49. Natural Gas Combined Cycle
50. Supercritical Pulverized Coal
51. Integrated Gasification Combined Cycle

منابع

- [1] Tanaka, N., CO₂ capture and storage: a key carbon abatement option. 2008, OECD/IEA, Paris, France.
- [2] Meyer, J.P., Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂EOR) injection well technology. American Petroleum Institute, Washington, DC, 2007.
- [3] Gozalpour, F., S. Ren, and B. Tohidi, CO₂ EOR and storage in oil reservoir. Oil & gas science and technology, 2005. 60(3): p. 537-546.
- [4] Saini, D., Engineering Aspects of Geologic CO₂ Storage: Synergy Between Enhanced Oil Recovery and Storage. 2017: Springer.
- [5] Godec, M.L., Global technology roadmap for CCS in industry sectoral assessment CO₂ enhanced oil recovery. Arlington, Virginia, 2011.
- [6] Allinson, K., et al., Best Practice for Transitioning from Carbon Dioxide (CO₂) Enhanced Oil Recovery EOR to CO₂ Storage. Energy Procedia, 2017. 114: p. 69506956-.
- [7] McCoy, S.T., The economics of CO₂ transport by pipeline and storage in saline aquifers and oil reservoirs. 2009.
- [8] Heidug, W., et al., Storing CO₂ through Enhanced Oil Recovery. 2015, International Energy Agency: Paris.
- [9] Dai, Z., et al., An integrated framework for optimizing CO₂ sequestration and enhanced oil recovery. Environmental Science & Technology Letters, 2013. 1(1): p. 4954-.
- [10] Ampomah, W., et al., Cooptimization of CO₂ EOR and storage processes in mature oil reservoirs. Greenhouse Gases: Science and Technology, 2017. 7(1): p. 128142-.
- [11] Brickett, L., et al., The Future of Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS): Status, Issues, Needs. 2017, Resources for the Future Foundation.
- [12] Onyebuchi, V.E., et al., A systematic review of key challenges of CO₂ transport via pipelines. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017.
- [13] Leeson, D., et al., A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2017. 61: p. 7184-.
- [14] Parsons, W., Economic assessment of carbon capture and storage technologies: 2011 update. Report for the Global CCS Institute. Canberra, Australia: Global CCS Institute, 2011.
- [15] Perera, M., et al., A review of CO₂-enhanced oil recovery with a simulated sensitivity analysis. Energies, 2016. 9(7): p. 481.