

امکان‌سنجی فنی و اقتصادی ازدیاد برداشت نفت به‌روش تزریق گازهای احتراقی و تولید برق هم‌زمان

حسن شکراله‌زاده بهبهانی^۱، مهدی زینلی حسنونند^{۲*} و مهدی طبیب‌نژادعزیزی^۳

۱- دانشکده نفت اهواز، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

۲- پژوهشکده مهندسی نفت، پردیس توسعه صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۳- دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۵/۱۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۸/۱۴

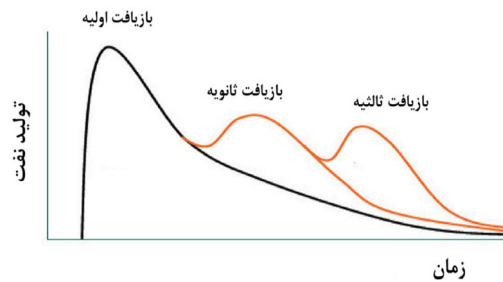
چکیده

بخش اعظمی از تولید نفت در جهان از میدان‌های متعارف قدیمی (Mature Fields) به‌دست می‌آید. افزایش ضریب بازیافت نفت از این منابع هدف اصلی برای شرکت‌های نفتی و دولت‌های تولیدکننده نفت است. علاوه‌براین، نرخ جایگزینی ذخایر تولیدشده با اکتشافات جدید به‌طور پیوسته در دهه‌های اخیر رو به کاهش بوده‌است. بنابراین، افزایش ضریب برداشت از میادین تحت تولید اولیه و ثانویه برای پاسخ‌گویی به تقاضای رو به رشد انرژی در سال‌های آینده مهم است. روش‌های مختلفی برای افزایش ضریب برداشت از میدان وجود دارد که یکی از متداول‌ترین آنها روش تزریق گاز است. ازدیاد برداشت از طریق تزریق گاز در مخازن کربناته شکافدار و مخازن دارای سیال سبک مانند نفت‌های فرار بیشتر استفاده‌شده‌است. چهار رویکرد اصلی در روش تزریق گاز شامل تزریق دی‌اکسیدکربن، تزریق نیتروژن، بازگردانی گازهای هیدروکربوری طبیعی و تزریق گازهای حاصل از احتراق است. در دو دهه‌ی اخیر، به‌دلیل وضع پروتکل‌های زیست‌محیطی و قوانین بین‌المللی مانند پیمان کیوتو و کنه‌هاگ، انجام هم‌زمان ذخیره‌سازی و نیز ازدیاد برداشت با استفاده از دی‌اکسیدکربن به‌عنوان اصلی‌ترین گاز گلخانه‌ای مورد توجه قرار گرفته‌است. تزریق گازهای حاصل از احتراق یکی از روش‌های جایگزین گازهای هیدروکربوری است که می‌تواند مشکلات و چالش‌ها را به کمترین میزان رساند. در این مطالعه به بررسی فنی و اقتصادی ایده تزریق گازهای حاصل از احتراق به‌عنوان یک روش کارآمد، در دسترس و ارزان قیمت‌تر نسبت به سایر روش‌های تزریق گاز پرداخته می‌شود. نتایج فنی این طرح شامل مطالعات آزمایشگاهی و خروجی‌های شبیه‌سازی عملکرد مدل واقعی مخزن و مطالعات اقتصادی براساس آخرین ارزیابی‌های قیمتی تهیه شده است.

کلمات کلیدی: امکان‌سنجی، اقتصاد، ازدیاد برداشت، گاز احتراق، تولید برق

مقدمه

چرخه عمر تولید از یک مخزن نفتی شامل بازیافت اولیه، ثانویه و ثالثیه است که در شکل ۱ این چرخه به صورت نمونه و تقریبی نشان داده شده است. در بازیافت اولیه انرژی‌های طبیعی مخزن جهت جابه‌جایی و تولید نفت استفاده می‌شوند.



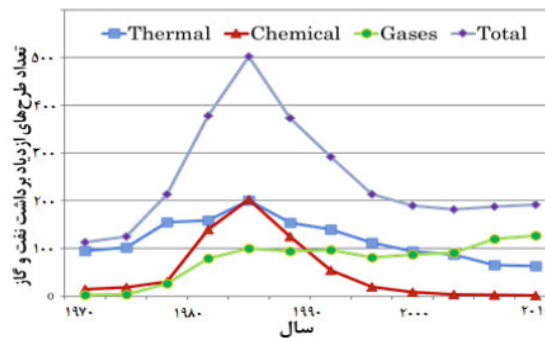
شکل ۱ نمونه تقریبی چرخه عمر تولید از یک مخزن نفتی

در روش‌های بازیافت‌های ثانویه و ثالثیه با کمک انرژی‌های طبیعی مخزن از طریق تزریق گاز و یا آب و نیز اجرای روش‌های ازدیاد برداشت پیشرفته براساس تغییر خواص سیال مخزن و یا سیال تزریقی ضریب بازیافت نفت افزایش داده می‌شود (جدول ۱). با کاهش اکتشافات نفت در طول دهه‌های گذشته به نظر می‌رسد که فن‌آوری‌های ازدیاد برداشت، نقش کلیدی برای پاسخ‌گویی به افزایش تقاضای انرژی از منابع متعارف در سال‌های آینده بازی کند. در این بخش به بررسی وضعیت ازدیاد برداشت و فرصت‌های پیش رو برای افزایش نهایی ضریب بازیافت در مخازن اعم از نفت فوق سنگین تا میعانات گازی پرداخته می‌شود. در

ایالات متحده، پروژه‌های ازدیاد برداشت شیمیایی و حرارتی همواره در حال کاهش مداوم بوده است (شکل ۲). این جمع‌بندی در مجله بین‌المللی انرژی توسط آلواردو گردآوری شده است [۱]. همچنین مطالعات بین‌المللی نشان می‌دهد که تعداد پروژه‌های ازدیاد برداشت به‌روش تزریق گاز ثابت مانده، به‌ویژه با افزایش پروژه‌های تزریق دی‌اکسیدکربن، روند روبه‌رشدی داشته است. تعداد پروژه‌های ازدیاد برداشت به‌روش تزریق گاز از تعداد پروژه‌های حرارتی برای اولین بار در سه دهه گذشته پیشی گرفته است. با این حال، پروژه‌های حرارتی بعد به‌علت افزایش تعداد پروژه‌های تزریق هوا با فشار بالا در مخازن نفت سبک، اندکی افزایش یافته است. ازدیاد برداشت به‌روش‌های شیمیایی به‌نظر می‌رسد هنوز هم نتوانسته رضایت شرکت‌های نفتی را جلب کند و تنها دو پروژه در این رابطه گزارش شده است [۲-۵]. با این حال، تعداد پروژه‌های شیمیایی ازدیاد برداشت در ایالات متحده و خارج از این کشور افزایشی وجود دارد که به دلایل مختلف در منابع علمی مستند نشده است. از دلایل افزایش ازدیاد برداشت به‌روش تزریق گاز در ایالات متحده وجود منابع گسترده‌ای از دی‌اکسیدکربن اقتصادی در مخازن زیرزمینی طبیعی (با هزینه تولید نیم تا یک دلار به ازای هر هزار فوت مکعب) و در دسترس بودن سیستم خطوط لوله مقاوم در مقابل خوردگی برای انتقال گاز دی‌اکسیدکربن است.

جدول ۱ روش‌های مختلف بازیافت نفت

بازیافت اولیه (متوسط ضریب بازیافت کمتر از ۳۰٪)			
بازیافت ثانویه (ضریب بازیافت بین ۲۰ تا ۴۰٪)			
سیلاب‌زنی با آب یا سیال مخلوط		حفظ یا افزایش فشار نفت با تزریق آب و گاز	
بازیافت ثالثیه (ضریب بازیافت بیش از ۳۰٪)			
روش‌های دوستدار محیط زیست	روش‌های گرمایی	تزریق گاز	روش‌های شیمیایی
روش‌های میکروبی، بیولوژیک	تزریق آب داغ، بخار آب، احتراق درجا	تزریق دی‌اکسیدکربن، نیتروژن، گاز احتراق، گاز طبیعی	تزریق سورفکتانت، پلیمر، نانو



شکل ۲ روند تغییرات پروژه‌های ازدیاد برداشت در ایالات متحده [MORITIS, 2004]

می‌تواند در شرایط امتزاج رخ دهد. با این حال، تزریق غیرامتزاجی گاز نیتروژن نیز برای تثبیت فشار، به حرکت درآوردن میعانات مخزن در مخازن گازی، و گاز جلو برنده برای سیال مخلوط قابل امتزاج استفاده می‌شود. اگر چه طی چهار دهه گذشته چندین پروژه تزریق گاز نیتروژن در مخازن کربناته در ایالات متحده گزارش شده است، اما موریتیس شماره یا تاریخ تنها یک پروژه تزریق متناوب آب و نیتروژن امتزاجی (N₂-WAG) گزارش داده است [۸]. این پروژه مربوط به جی لک، مخزن کربناته نسبتاً عمیقی (۱۵/۴۰۰ ft) در مقایسه با عمق معمول مخازن در فلوریدا و آلابامای امریکا است.

که نتیجه آن پروژه‌های جذاب ازدیاد برداشت با تزریق دی‌اکسیدکربن حتی با قیمت‌های فروش حدود ۲۰ دلار به‌ازای هر بشکه نفت از لحاظ اقتصادی بوده است [۶]. ازدیاد برداشت به‌روش تزریق گاز به‌طور گسترده در مخازن کربناته و مخازن با نفت سبک، فرار و میعانات گازی مورد استفاده قرار می‌گیرد. جداول ۲ و ۳ محدوده‌هایی فنی اجرای تزریق گاز با توجه به خواص مخزن و سیال را نشان می‌دهند. تزریق گاز نیتروژن معمولاً در مخازن عمیق، با فشار بالا و حاوی نفت سبک فرآیندی کارآمد است [۷]. به‌طور کلی برای مخازن نفت سبک با عمق و فشار بالا، تزریق گاز نیتروژن

جدول ۲ محدوده فنی تزریق گاز با توجه به عمق مخزن

تراوایی مناسب (mD)	عمق مناسب (فوت)	روش ازدیاد برداشت
محدودیت ندارد	بیش از ۶۰۰۰	تزریق نیتروژن و گاز احتراق
	بیش از ۴۰۰۰	تزریق گاز طبیعی
	بیش از ۲۵۰۰	تزریق دی‌اکسیدکربن
	بیش از ۱۸۰۰	تزریق گاز غیر امتزاجی

جدول ۳ محدوده فنی تزریق گاز با توجه به خواص سیال مخزن

ترکیب غالب	گرانروی (سانتی‌پوز)	درجه سنگینی (API)	روش ازدیاد برداشت
C1-C7	کمتر از ۰/۴	بیش از ۳۵	تزریق نیتروژن و گاز احتراق
C2-C7	کمتر از ۳	بیش از ۲۳	تزریق گاز طبیعی
C5-C12	کمتر از ۱۰	بیش از ۲۲	تزریق دی‌اکسیدکربن
محدودیت ندارد	کمتر از ۶۰۰	بیش از ۱۲	تزریق گاز غیر امتزاجی

دی‌اکسیدکربن در مخازن کربناته آمریکای با وجود منابع طبیعی دی‌اکسیدکربن همچنان به رشد خود ادامه دهد. پروژه‌های تزریق دی‌اکسیدکربن در صورتی به رشد خود ادامه می‌دهند که منابع دیگر گازی از نظر اقتصادی قابل رقابت باشند. به عبارت دیگر، اگر منابع کافی دی‌اکسیدکربن در دسترس باشد این روش همچنان بهترین گزینه برای ازدیاد برداشت در مخازن کربناته در انریکا باقی می‌ماند مگر اینکه استراتژی‌های ازدیاد برداشت قابل دوام‌تر توسعه پیدا شود.

مطالعات نشان می‌دهد تزریق گاز با استفاده از گازهای حاصل از احتراق گاز طبیعی مشکلات متداول ازدیاد برداشت با استفاده از تزریق گازهای (نیتروژن، دی‌اکسیدکربن و گاز طبیعی) را کمتر دارد. در این روش گاز طبیعی یا همراه تولید شده از مخزن و دیگر سوخت‌های فسیلی که در واحدهای نیروگاهی یا دیگر کارخانجات سوزانده می‌شوند تبدیل به یک منبع انرژی و ارزش افزوده می‌شوند. گازهای حاصل از احتراق گاز طبیعی به صورت تقریبی داری ۱۵٪ حجمی دی‌اکسیدکربن و ۸۰٪ نیتروژن است. گاز تولیدی طی فرآیند احتراق ۱۱ برابر حجم گاز اولیه می‌گردد. این حجم اضافی به دلیل واکنش هوا با گاز طبیعی برای احتراق و اضافه شدن حجم زیاد نیتروژن موجود در هوا به گاز خروجی حاصل از احتراق است. بازگردانی و تزریق این حجم گاز جهت ازدیاد برداشت به مخزن به شرط عدم تأثیر منفی بر کیفیت نفت مخزن و اقتصادی بودن، می‌تواند ضمن کمک به تثبیت یا افزایش فشار مخزن از انتشار گاز گلخانه‌ای دی‌اکسیدکربن هم جلوگیری کند. بندر و همکارانش تزریق گاز حاصل از احتراق در یک کارخانه سیمان به مخزنی در ترکیه را بررسی کردند. درصد ترکیب گاز احتراقی تقریباً ۷۵٪ گاز نیتروژن و ۲۵٪ دی‌اکسیدکربن بوده و تزریق این گاز در مخزن نفتی با API ۱۲ و گرانیروی ۴۸۰ cp باعث افزایش ضریب بازیافت نفت تا ۱۰٪ شده است. در این روش، وجود گاز نیتروژن موجود در گاز تزریقی،

در خارج از ایالات متحده، میدان کانترال تنها نماینده پروژه تزریق گاز نیتروژن در یک میدان کربناته دریایی در حال انجام است که به خوبی مستند شده است. در طول چند سال گذشته پروژه تزریق گاز نیتروژن جدیدی در مخازن کربناته در امریکا مستند نشده است. سرمایه اولیه زیاد (به عنوان مثال، برای ساخت واحدهای جداسازی هوا) و هزینه‌های عملیاتی به همراه تزریق گاز نیتروژن سبب کاهش علاقه به انجام این روش در سال‌های اخیر شده است. همانند تزریق گاز نیتروژن، پروژه‌های تزریق گاز هیدروکربنی در مخازن کربناته خشکی نیز سهم نسبتاً کمی از کل نفت بازیافت شده در کانادا و ایالات متحده دارد. برخی مثال‌ها از تزریق امتزاجی گازهای هیدروکربنی (تزریق مداوم و یا در حالت متناوب) که در حال اجرا یا در حال ارزیابی است و مربوط به سازندهای کربنات در کانادا، خاورمیانه و سازند کربنات دریایی است. در این کشورها، در صورتی که هیچ راه دیگری برای کسب درآمد از گاز طبیعی وجود نداشته باشد، یک استفاده عملی‌تر از گاز طبیعی استفاده از آن در پروژه‌های تثبیت فشار و یا در فرآیندهای تزریق متناوب آب و گاز (WAG) خواهد بود [۱].

ازدیاد برداشت با استفاده از تزریق دی‌اکسیدکربن با موفقیت در هر دو نوع مخازن بالغ و سیلاب‌زده کربناته آمریکای شمالی اجرا شده است. تزریق دی‌اکسیدکربن حاصل از منابع طبیعی مهم‌ترین فرآیند ازدیاد برداشت در آمریکا و به خصوص در مخازن کربناته حوضه پرمین بوده است. موریتیس ۱۰۵ پروژه فعال تزریق دی‌اکسیدکربن را در ایالات متحده گزارش کرده است که ۶۳ مورد از این پروژه‌ها در سازندهای کربناته و عمدتاً در حوضه پرمین تگزاس انجام می‌شوند [۹]. علت محبوبیت پروژه‌های این تزریق دی‌اکسیدکربن، نزدیکی و در دسترس بودن منابع طبیعی فراوان دی‌اکسیدکربن و وجود خط لوله مناسب انتقال گاز دی‌اکسیدکربن است. انتظار می‌رود ازدیاد برداشت با استفاده از گاز

کامل گاز همراه نفت تولیدی و همچنین تا زمان تخلیه کامل نفت مخزن و شروع تولید از کلاهک مخزن به نوعی در اعماق زمین ذخیره می‌شود که به‌نوبه خود نوعی مزیت زیست‌محیطی برای این روش محسوب می‌شود. درنهایت باید توجه داشت که گاز تولیدی ضمن سوختن، تولید انرژی می‌کند که این انرژی در قالب یک نیروگاه حرارتی در نزدیکی واحد بهره‌برداری نفت، می‌تواند صرف تولید انرژی الکتریکی و سودآوری بیشتر شود. ژانگ و همکارانش با همکاری دفتر اکتشاف نفت لیائوهه (چین) پروژه تزریق گاز احتراق برای میدانی با عمق میانگین ۱۰۰۰ m و فشار ۵۵۰ psi که ۳۸٪ از فشار اولیه آن کاسته شده بود را بررسی کردند. برای این میدان ۶۰۰ هزار متر مکعب گاز حاصل از احتراق در شش چاه از بلوک‌هایی به نام Jin-7 و Jin-45 تزریق شد که باعث افزایش تولید ۴۶/۵ هزار بشکه نفت شده است.

یکی از روش‌هایی که می‌تواند به‌عنوان روش کمکی و در بعضی موارد جایگزین گاز طبیعی خصوصاً در فصول سرد سال مورد استفاده قرار گیرد، استفاده از گازهای حاصل از احتراق است. در این مطالعه از نظر فنی و اقتصادی روش ازدیاد برداشت به‌روش تزریق گاز حاصل از احتراق بررسی شده است. در بخش فنی نتایج شبیه‌سازی روی یکی از میداین جنوب غرب کشور بررسی و در بخش اقتصادی سه رویکرد محتمل برای تأمین گاز حاصل از احتراق مورد ارزیابی قرار گرفته است

بررسی و مطالعه فنی فرآیند تزریق گاز احتراق

اطلاعات کلی واقعی مخزن

به‌منظور بررسی عملکرد روش‌های مختلف تزریق گاز، شبیه‌سازی فرایند تزریق گاز احتراق در یکی از مخازن نفتی فعال جنوب کشور انتخاب شده است. مخزن مورد نظر از نوع تاق‌دیزی به ابعاد ۳۰ km در ۱۰ km است که ضخامت لایه نفتی اولیه آن حدود ۱۵۰ m است.

فشار مخزن را ثابت نگه‌داشته و افت فشار ناشی از تولید نفت را جبران کرده‌است. دی‌اکسیدکربن موجود در گاز احتراق نیز با کاهش گرانیوی نفت، بازدهی تولید نفت را افزایش داده‌است. البته مقدار و نحوه گاز تزریقی به مخزن باید در بهینه‌ترین حالت خود انجام پذیرد چرا که تغییر شرایط نتیجه‌های مختلفی به‌همراه می‌آورد [۱۰].

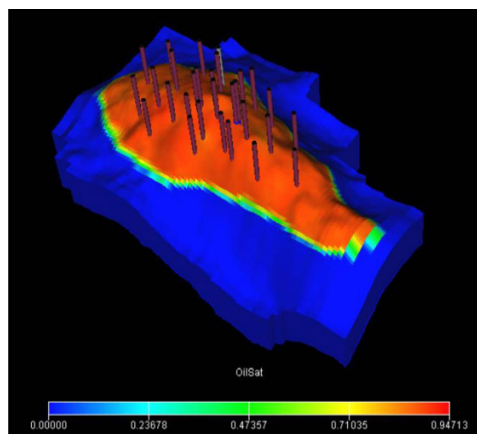
ریورا و همکارانش تزریق گاز حاصل از احتراق در پالایشگاه برانکابرمجا را به مخزنی در کلمبیا بررسی کردند. این مخزن دارای ۳۱۴ میلیون بشکه نفت درجا، ضریب بازیافت اولیه ۱۲٪ و فشار اولیه ۴۰۰۰ psi و دمای ۱۴۴/۵ °F است. گاز خروجی کارخانه دارای درصد ترکیب ۱۴/۹۸ دی‌اکسیدکربن؛ ۸۰/۱ نیتروژن، ۳/۲۷ اکسیژن، ۰/۰۶ متان و ۱/۶۸ مونواکسیدکربن بوده است. چهار نمونه نفت میدان دارای درجه سنگینی ۱۸ تا ۲۴ °API، گرانیوی از ۵ تا ۵۰ cp و نسبت گاز به نفت بین ۱۵۰ تا ۶۰۰ ft³ در هر بشکه برای آزمایش جاروب مغزه انتخاب شدند. نتایج آزمایش تزریق نشان‌دهنده افزایش ۱۵٪ بازیافت با تزریق گاز احتراق نسبت به تزریق آب است [۱۱]. تزریق گازهای حاصل از احتراق، درواقع تزریق مجموعه‌ای از گازهای مختلف شامل نیتروژن، دی‌اکسیدکربن، گاز مخزن و بخار آب است این روش، نقاط قوت روش‌های قبل و تا حد زیادی فاقد نارسایی‌های آن روش‌ها است. در این روش گاز پس از احتراق و واکنش با هوا، بدون سرمایش و با دمای بالا دوباره به مخزن تزریق می‌شود. همچنین با داشتن درصد بالایی از دی‌اکسیدکربن و نیتروژن (بیش از ۷۰٪ مولی) فشار امتزاج کمینه پایین‌تری نسبت به گاز خشک طبیعی دارد که امکان تزریق امتزاجی را فراهم می‌کند. گاز حاصل از احتراق تزریقی همچنین دارای مقدار قابل توجهی بخار آب (حدود ۱۷٪) بوده که سبب افزایش دمای نفت و کاهش گرانیوی آن می‌شود از سوی دیگر، دی‌اکسیدکربن حاصل از احتراق در این گاز وجود دارد و بدون نیاز به فرآیند جداسازی پس از تزریق، در صورت جمع‌آوری

که سبب ایجاد یک کلاهدک گازی ثانویه می‌شود. در مدل استاتیک این مخزن بیش از ۹۷ هزار بلوک در نظر گرفته شده است. چاه‌های تولید و تزریقی توسط نرم‌افزار اکلپیس شبیه‌سازی شده و تصویر آنها در شکل ۳ نشان داده شده است.

رویکردهای تزریق

نتایج کروماتوگرافی گاز خروجی از تفکیک‌گرهای سرچاهی نشان‌دهنده غلظت بالای متان در آن است. درصد گاز متان و دیگر هیدروکربن‌های سبک در جدول ۴ آمده است. با استفاده از موازنه شیمیایی مواد و با فرض بازده بالای ۹۵٪ در فرآیند احتراق، به ازای هریک مول از گاز طبیعی مورد مطالعه به ۱۴ مول هوا (با غلظت نیتروژن ۷۹٪ و اکسیژن ۲۰٪) نیاز است. از این رو، درصد غلظت مواد در گاز حاصل از فرآیند احتراق دارای بیش از ۷۱٪ نیتروژن، ۱۰٪ دی‌اکسیدکربن و ۱۷٪ بخار آب فرض شده است. با فرض استفاده از گرمای حاصل از احتراق و کاهش دمای گاز در اثر فرآیند تبدیل انرژی (به‌عنوان مثال تولید برق در یک نیروگاه حرارتی)، بخار آب حاصل از احتراق تبدیل فاز داده و از گاز خارج می‌شود. البته این فرآیند در نرم‌افزار هایسیس شبیه‌سازی شد و طی چند مرحله فرآیند فشارافزایی، گرماگیری توسط مبدل و جداسازی درصد بخار آب از ۱۷٪ به ۲۶٪ کاهش می‌یابد که این فرآیند در شکل ۴ توضیح داده شده است.

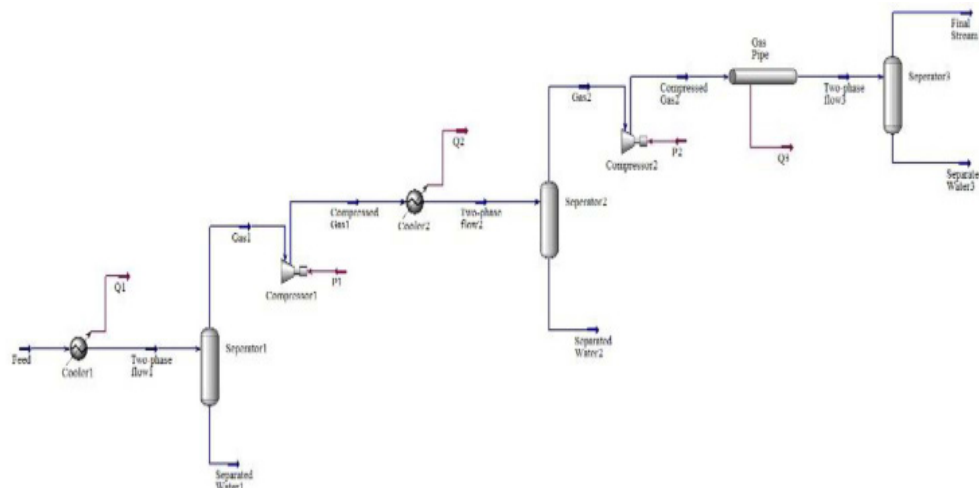
میزان نفت درجای اولیه این مخزن، بیش از ۵ میلیارد بشکه و دارای بیش از ۸ تریلیون فوت مکعب گاز درجای محلول است. مخزن مورد مطالعه حاوی نفت سبکی با 35°API است. ضریب بازیافت اولیه میدان، ۱۷٪ برآورد شده است که براساس پیش‌بینی‌های قبلی با استفاده از تزریق روزانه ۲۸۰ میلیون فوت مکعب گاز به‌روش بازگردانی گازهای هیدروکربوری از محل گازهای همراه گاز طبیعی ضریب بازیافت ثانویه آن به ۲۶٪ خواهد رسید. مخزن مورد مطالعه، براساس مدل تک تخلخل (بدون واگ) و کربناته بدون شکاف در نظر گرفته شده است. دوره تولید از مخزن به سه بخش دوره توسعه اولیه (شروع تولید و افزایش آن طی ۹ سال تا تولید پلاتو)، دوره پلاتو (تولید ثابت روزانه ۱۱۰ هزار بشکه در روز طی ۱۰ سال) و دوره افت (تا حدود ۱۵ سال)، تقسیم شده است. عملیات تزریق گاز جهت ازدیاد برداشت و تثبیت فشار هم‌زمان با دوره تثبیت تولید (دوره پلاتو) آغاز و تزریق گاز توسط دو چاه تزریقی عمودی در ستیغ مخزن انجام گرفته است. این مخزن دارای ۲۵ چاه تولیدی است. در این مطالعه مخزن مورد مطالعه، براساس مدل تک تخلخل و کربناته بدون شکاف در نظر گرفته شده است. مخزن در حالت اولیه از نوع فوق اشباع با فشار اولیه ۹۱۰۰ psi و فشار حباب ۵۷۰۰ psi است و تزریق گاز در ستیغ تاقدیس مخزن انجام می‌شود



شکل ۳ شبیه‌سازی تغییرات واقعی اشباع اولیه نفت در مخزن

جدول ۴ درصد ترکیب گازهای تزریقی در رویکردهای مختلف

ترکیب	گاز طبیعی همراه نفت	گاز حاصل از احتراق	گاز خروجی از نیروگاه
N ₂	۰/۰۲	۰/۷۱۹۲	۰/۸۶۹۷
CO ₂	۳/۶۱	۰/۱۰۷۲	۰/۱۲۹۷
H ₂ S	۰/۶۷	۰/۰۰۰۵	۰/۰۰۰۶
H ₂ O	۰۰/۰	۰/۱۷۳۰	-
C ₁	۷۱/۸۷	-	-
C ₂	۹/۷۸	-	-
C ₃	۶/۲۰	-	-
C ₄	۴/۱۶	-	-
C ₅	۲/۳۴	-	-
C ₆	۱/۳۵	-	-
حجم (به‌ازای حجم گاز طبیعی)	۱/۰	۱۴	۱۱/۶



شکل ۴ تصویر فرآیند فشارافزایی و سردسازی و نم‌گیری از گاز احتراق

ذکر است که در فلات ایران به‌دلیل اقلیم گرم و نیمه خشک منابع آب جهت انجام عملیات تزریق وسیع آب محدود است و مثلاً وجود ۱۱۰ هزار بشکه آب رودخانه‌ای در روز برای تزریق به مخزن تقریباً بعید به نظر می‌رسد. از سوی دیگر، مخزن مذکور در عمق بیش از ۲۰۰۰ m قرار دارد که انجام عملیات‌های گرمایی با توجه به سبک بودن نفت میدان در این مطالعه در نظر گرفته نشد. از آنجا که تنها دو چاه تزریقی برای مدل تعریف شده است و در این دو چاه استعداد تزریق روزانه ۲۸۰ میلیون فوت مکعب وجود دارد.

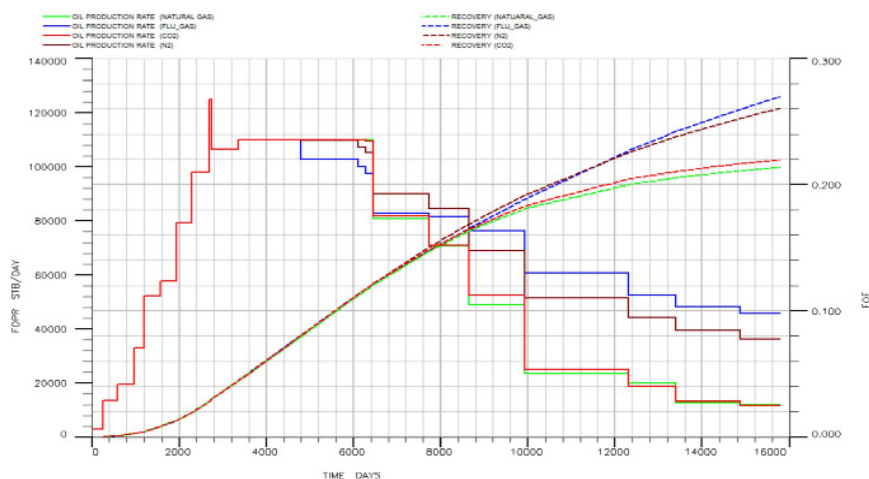
با توجه به جدول ۴، اگر روزانه ۵۰ میلیون فوت مکعب گاز طبیعی به مخزن تزریق شود، با انجام فرآیند احتراق میزان حجم گاز حاصل از احتراق تا ۱۴ برابر (۷۰۰ میلیون فوت مکعب در روز) خواهد بود. در همه حالت‌های شبیه‌سازی مقدار بیشینه تزریق گاز ۲۸۰ میلیون فوت مکعب در نظر گرفته شده‌است که به‌دلیل محدودیت تأسیسات موجود برای تزریق است. عملکرد مخزن تحت روش‌های مختلف تزریق گاز شامل تزریق گاز طبیعی، نیتروژن، دی‌اکسیدکربن و در نهایت، تزریق گاز حاصل از احتراق گاز طبیعی مقایسه شده است. لازم به

گاز در دسترس وجود دارد. مزیت عمده تزریق گاز احتراق یا نیتروژن در دسترس بودن این دو گاز است درحالی که در مورد گاز طبیعی و دی‌اکسیدکربن با وجود امتزاجی بودن فرآیند تزریق آن‌ها نسبت به نیتروژن و گاز احتراق، محدودیت عملیاتی در تأمین آن‌ها وجود دارد.

نتایج شبیه‌سازی

نتایج شبیه‌سازی مدل تک‌تخلخل نفت ترکیبی^۱ با استفاده از نرم‌افزار اکلپیس ۳۰۰ برای سناریوهای تزریقی در همه حالت‌ها از شروع تولید، در شکل ۵ نشان داده شده است. در سناریوی اول، با بازگردانی روزانه ۵۰ میلیون فوت گاز طبیعی تولیدی به مخزن، ضریب بازیافت مخزن ۲۱٪ (۴٪ بیشتر از ضریب بازیافت اولیه) برآورد شده است. در سناریوی دوم با احتراق ۴۰٪ از حجم گاز رویکرد اول (و صرفه‌جویی ۶۰٪ از گاز)، روزانه ۲۸۰ میلیون فوت مکعب گاز احتراق به مخزن تزریق می‌گردد که پیش‌بینی شده ضریب برداشت را به ۲۸٪ (۱۱٪ بیشتر از ضریب بازیافت اولیه) افزایش دهد. در سناریوی سوم با تزریق روزانه ۲۴۳ میلیون فوت مکعب نیتروژن به مخزن افزایش ضریب برداشت تا ۲۶٪ (۹٪ بیشتر از ضریب بازیافت اولیه) پیش‌بینی شده است.

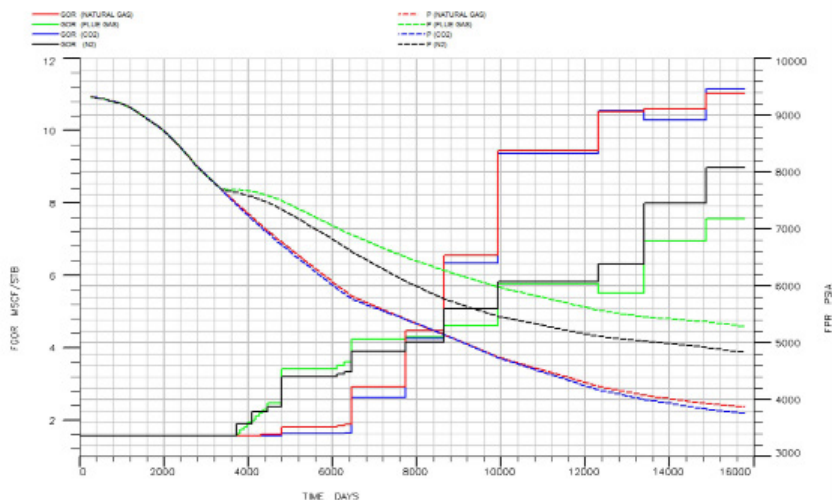
مقدار بیشینه تزریق گاز ۲۸۰ میلیون فوت مکعب در نظر گرفته شده است. در اولین سناریو، گاز خروجی از تفکیک‌گرها پس از جمع‌آوری به مخزن تزریق می‌شود. طی این عملیات، بازگردانی گاز، به‌مدت ۳۴ سال، روزانه ۵۰ میلیون فوت مکعب گاز طبیعی همراه نفت به مخزن تزریق می‌شود. در دومین رویکرد ۲۸۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز حاصل از احتراق به مخزن به‌مدت ۳۴ سال تزریق می‌شود که این حجم گاز بیش از ۵ برابر همه گاز طبیعی تزریقی در رویکرد اول است. در رویکردهای سوم و چهارم به ترتیب ۲۴۳ میلیون فوت مکعب در روز نیتروژن خالص (معادل ۸۷٪ / ۲۸۰ میلیون فوت مکعب در روز) و ۳۷ میلیون فوت مکعب در روز دی‌اکسیدکربن خالص (معادل ۱۳٪ / ۲۸۰ میلیون فوت مکعب) به میزان موجود در گاز احتراق مورد بررسی قرار می‌گیرد. این دو رویکرد آخری با فرض در دسترس بودن گازهای نیتروژن و دی‌اکسیدکربن خالص و بدون در نظر گرفتن هزینه‌های فراورشی و انتقال است. این در حالی است که جداسازی نیتروژن از هوا و دی‌اکسیدکربن نیازمند تکنولوژی، انرژی و هزینه بسیار زیادی است. ذکر این نکته ضروری است که در مورد تفاوت حجم‌های تزریقی در رویکردهای مختلف، علت اصلی توجه به واقعیت میدان در تأمین گاز تزریقی است یعنی چه میزان



شکل ۵ تولید روزانه نفت، درصد برداشت تجمعی طی فرآیندهای مختلف تزریق گاز در مخزن مورد مطالعه

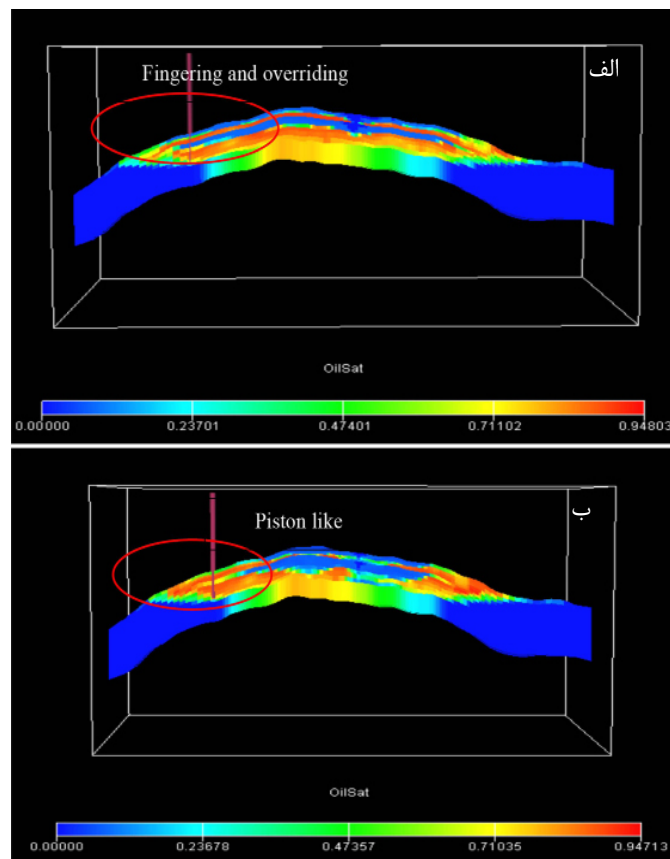
کمتر پدیده بالا رفتن گاز^۲ اتفاق می‌افتد. دوم اینکه، در سناریو اول (تزریق گاز طبیعی) به دلیل محدود بودن گاز طبیعی، حجم گاز تزریقی کمتر از سناریو دوم (تزریق گاز احتراق) است. براساس موازنه مواد (جدول ۴)، در اثر احتراق یک فوت مکعب گاز طبیعی، بیش از ۱۱ فوت مکعب گاز احتراق تولید می‌شود. با تزریق گاز بیشتر به مخزن، جبران فشار مخزن بیشتر اتفاق می‌افتد و در نتیجه، مخزن برای مدت زمان بیشتری در حالت فوق اشباع^۳ به تولید خود ادامه می‌دهد. فوق اشباع ماندن مخزن، معادل ثابت ماندن نسبت گاز به نفت تولیدی از مخزن است. در نتیجه به دلیل تزریق گاز بیشتر در سناریو دوم، میزان نسبت گاز به نفت این روش کمتر از فرآیندهای تزریق گاز طبیعی، نیتروژن و دی‌اکسیدکربن است. در شکل ۶ نتایج افت فشار مخزن و نسبت گاز به نفت در دوره تولید برای سناریوهای مختلف نشان داده شده است. به‌منظور درک بهتر تفاوت حرکت گاز تزریقی در دو سناریوی مختلف تزریق گاز احتراق و بازگردانی گاز طبیعی، وضعیت جبهه گاز در دو برش یکسان از مخزن، برای هر یک از این سناریوها نشان داده شده است (شکل ۷).

براساس نتایج این شبیه‌سازی در سناریوی چهارم با تزریق روزانه ۳۷ میلیون فوت مکعب دی‌اکسیدکربن، ضریب بازیافت برابر ۰.۲۱ / ۰.۴۰ بیشتر از ضریب بازیافت اولیه خواهد شد. در ابتدا احتمالاً این انتظار وجود داشت که ضریب بازیافت نهایی در هر سناریو، متناسب با حجم گاز تزریقی باشد و احتمالاً با افزایش حجم گاز تزریقی، نسبت گاز به نفت تولیدی نیز افزایش یابد و در نتیجه تولید نفت چاه‌ها به دلیل ورود سریع‌تر گاز و بالا رفتن نامطلوب نسبت گاز به نفت تولیدی^۱ کاسته شود. اما نتایج نشان می‌دهد که برخلاف انتظار، نسبت گاز به نفت تولیدی در فرآیند تزریق گاز حاصل از احتراق در مقایسه با تزریق گاز طبیعی کمتر است. این پدیده می‌تواند به دو دلیل رخ دهد. اولاً اینکه حداقل فشار لازم برای امتزاج گاز احتراق با توجه به وجود دی‌اکسیدکربن در اجزای آن و ماهیت ترکیبی شبیه‌ساز مکان ایجاد فشار امتزاجی پایین‌تر از نیتروژن را در نفت‌های میدان ایجاد می‌کند. از سوی دیگر، نفت این میدان سبک است و در فشارهای بالا قابلیت امتزاج چندتماسی با گاز احتراق را دارد. از این رو، گاز تزریقی با نفت میدان حالت نزدیک به امتزاجی به‌خود می‌گیرد و



شکل ۶ نسبت گاز به نفت تولیدی و میانگین فشار مخزن طی دوره تولید برای رویکردهای مختلف تزریقی

1. Producing Gas Oil Ratio (GOR)
2. Gas-Override
3. Undersaturate

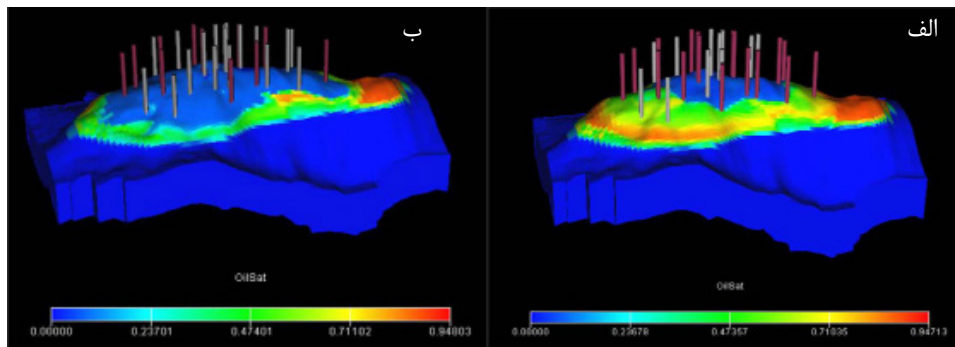


شکل ۷ حرکت جبهه گاز در حالت: الف) تزریق گاز طبیعی و ب) تزریق گاز احتراق

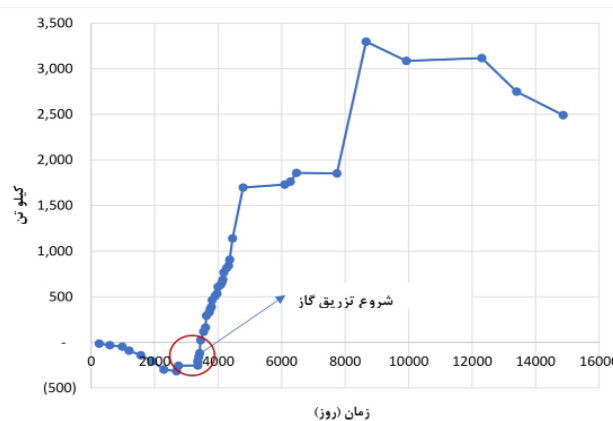
همان‌طور که مشاهده می‌شود، گاز طبیعی در حین تزریق (۵۰ MMScf/D) به دلیل MMP بالا، دچار رسوخ و پدیده انگشتی شدن^۱ می‌شود. در حالی که، گاز احتراق با وجود حجم تزریق بیشتر نسبت به رویکردی قبل (۲۸۰ MMScf/D) به دلیل چگالی نزدیک‌تر به چگالی نفت مخزن در فشار بالا، حرکتی شبه پیستونی دارد. این پدیده در تصویر عمودی از مخزن در شکل ۸ قابل مشاهده است. با وجود تزریق بیش از ۵ برابری گاز در سناریوی دوم نسبت به سناریوی اول، سطح بسیار کمتری از مخزن را گاز پوشانده است و مخزن هنوز هم قابلیت تولید دارد. علاوه بر تولید نفت و گاز مزیت مهم دیگر این روش ذخیره‌سازی حجم زیادی از گاز گلخانه‌ای دی‌اکسید کربن و جلوگیری از انتشار آن در جو است. لذا به بررسی مقدار حجم ذخیره شده گاز دی‌اکسید کربن در فرآیند تزریق گاز احتراقی و همچنین مقدار حمایت اعتبار مالیاتی که در

سطح جهانی اتفاق می‌افتد، می‌پردازیم. شکل ۹ میزان ذخیره گاز کربن‌دی‌اکسید در فرآیند تزریق گاز احتراقی با گذر زمان نشان می‌دهد: با توجه به نمودار بالا، مشاهده می‌شود که مقدار گاز کربن‌دی‌اکسید ذخیره شده در مخزن با گذشت زمان افزایش می‌یابد و در بالاترین میزان به ۳/۳ میلیون تن رسیده است. با توجه به نکته‌ای که در بالا ذکر شد، تزریق گاز کربن‌دی‌اکسید علاوه بر ازدیاد برداشت نفت، باعث کاهش این گاز در محیط اتمسفر شده و میزان گاز گلخانه‌ای که یکی از موضوعات و مشکلات اصلی امروزه است، را کاهش می‌دهد. در شکل ۱۰ که توسط شورای ملی نفت ارائه شده است، برای حجم قابل توجهی از ذخیره گاز کربن‌دی‌اکسید اعتبار مالیاتی به‌عنوان حمایت مالی در نظر گرفته شده است که با توجه به تورم جهانی هر ساله در حال تغییر است.

1. Fingring



شکل ۸ اشباع نفت باقی‌مانده در اثر تزریق گاز: الف) بازگردانی گاز طبیعی و ب) تزریق گاز احتراق



شکل ۹ ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسید کربن

MINIMUM SIZE OF ELIGIBLE CARBON CAPTURE PLANT BY TYPE (KILOTONNES OF CO ₂ /YR)				RELEVANT LEVEL OF TAX CREDIT IN A GIVEN OPERATIONAL YEAR (\$/TCO ₂)										
TYPE OF CO ₂ STORAGE/USE	POWER PLANT	OTHER INDUSTRIAL FACILITY	DIRECT AIR CAPTURE	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	BEYOND 2026	
DEDICATED GEOLOGICAL STORAGE	500	100	100	28	31	34	36	39	42	45	47	50	INDEXED TO INFLATION	
STORAGE VIA EOR	500	100	100	17	19	22	24	26	28	31	33	35		
OTHER UTILIZATION PROCESSES ²	25	25	25	17 ²	19	22	24	26	28	31	33	35		

¹ Each CO₂ source cannot be greater than 500 kilotonnes of CO₂ (KTCCO₂) per year.
² Any credit will only apply to the portion of the converted CO₂ that can be shown to reduce overall emissions.
 Source: Energy Futures Initiative, 2018.

Section 45Q Tax Credit Value for Different Sources and Uses of CO₂

شکل ۱۰ اعتبار مالیاتی به‌عنوان حمایت مالی برای ذخیره‌سازی گاز کربن‌دی‌اکسید کربن

گاز کربن‌دی‌اکسید باید در مخزن ذخیره شود تا مشمول دریافت حمایت مالی شود. میانگین میزان اعتبار مالیاتی برای مقدار حجم گاز کربن‌دی‌اکسید ذخیره شده در فرآیند تزریق گاز احتراقی مخزن مورد مطالعه، و با در نظر گرفتن مقدار اعلام شده توسط شورای ملی نفت (۲۸ دلار در هر تن) به‌صورت خلاصه در ادامه آمده است:

اعتبار مالیاتی که به‌عنوان حمایت مالی در نظر گرفته شده است ۲۸ دلار در هر تن از گاز کربن‌دی‌اکسید ذخیره شده در مخزن می باشد که البته برای اجرای این اعتبار به حداقل حجم گاز ذخیره شده نیز اشاره شده است. برای مثال برای گاز کربن‌دی‌اکسید تولیدی از نیروگاه برق و استفاده شده در ازدیاد برداشت نفت، حداقل ۵۰۰ کیلو تن

بررسی و مطالعات اقتصادی تزریق گاز و تولید برق هم‌زمان

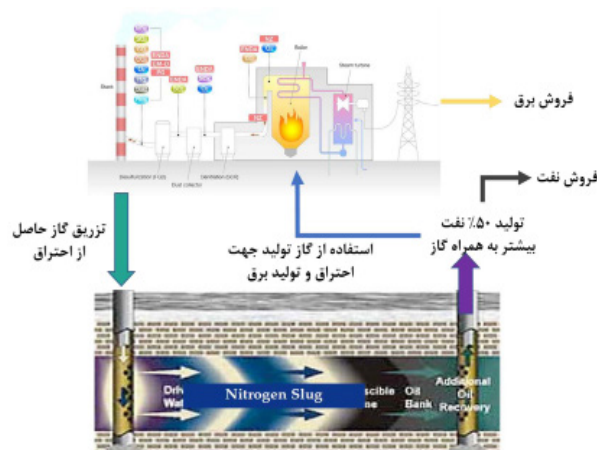
مطالعات اقتصادی از نگاه مهندس مخزن

به‌منظور مطالعه و مقایسه اقتصادی روش تزریق گاز حاصل از احتراق با دیگر روش‌های تزریق گاز، داده‌های به‌دست آمده از شبیه‌سازی مخزن مورد مطالعه، مورد بررسی قرار گرفت. گزارش‌های مؤسسه انرژی آمریکا^۱ (AEI) نشان می‌دهد که قیمت هر هزار فوت مکعب گاز طبیعی ۳/۳۵ دلار و هزینه ذخیره‌سازی، جداسازی و انتقال هر هزار فوت مکعب نیتروژن و دی‌اکسیدکربن و گاز احتراق به ترتیب ۰/۸ و ۱ و ۰/۱ دلار است. با یکسان فرض کردن هزینه ساخت و تجهیز تأسیسات مربوط به متراکم‌سازی گاز و تزریق آن به مخزن (مانند هزینه کمپرسورها، خطوط انتقال از کارخانه تا چاه و حفر چاه تزریقی) وضعیت اقتصادی هر یک از سناریوهای قبل در **جدول ۵** آمده است. در **جدول ۵** دو نوع رقم تعریف شده است. این دو رقم شامل هزینه اولیه (ستون سوم) که برابر هزینه انجام عملیات تزریق بدون احتساب سود حاصل از منابع هیدروکربونی افزوده شده (اعم از نفت خام و گاز طبیعی به‌عنوان یک منبع با ارزش) و دیگری، سود نهایی که برابر مجموع هزینه انجام عملیات، به‌همراه درآمد حاصل از تولید نفت خام و گاز طبیعی است.

- میزان حجم گاز ذخیره شده بعد از تکمیل زمان تزریق (۱۵۷۰۰ روز): ۲/۵ میلیون تن
- اعتبار مالیاتی برای هر تن از گاز ذخیره شده: ۲۸ دلار
- جمع کل اعتبار برای کل گاز ذخیره شده: ۶۹/۷ میلیون دلار
- بنابراین حدود ۶۹ میلیون دلار برای ذخیره کربن‌دی‌اکسید طی فرآیند تزریق گاز احتراقی این پروژه، اعتبار مالیاتی به‌عنوان حمایت مالی در سطح جهانی در نظر گرفته می‌شود.

تزریق گاز و تولید هم‌زمان برق

شکل ۱۱ چرخه تزریق گاز احتراق و تولید هم‌زمان برق را به‌خوبی نشان می‌دهد. با توجه به اینکه میزان مصرف برق کشور به‌محدوده خیلی بالایی رسیده است، کشور نیازمند افزایش ظرفیت تولید برق کشور است. همچنین به‌دلیل نظام یارانه‌ای در اقتصاد انرژی کشور در حال حاضر ساخت یک نیروگاه گازی حتی با خوراک گاز یارانه‌ای توجیح اقتصادی ندارد. با اجرای طرح تزریق گاز احتراق و تولید هم‌زمان برق می‌توان این نگرانی به‌وجود آمده را حل و فصل کرد. این طرح به مراتب به سرمایه‌گذاری کمتری نیازمند است و علاوه‌بر افزایش تولید برق به افزایش ضریب بازیافت نفت نیز منجر می‌شود.



شکل ۱۱ چرخه تزریق گاز احتراقی و تولید هم‌زمان برق

جدول ۵ مقایسه اقتصادی رویکردهای مختلف تزریق گاز

سود کل (\$MMM)	درصد افزایش ضریب باز یافت (OOIP%)	هزینه کل تزریق (\$MM)	دبی تزریق (MMCF/D)	هزینه ذخیره‌سازی، تراکم و انتقال (MCF/\$)	رویکرد تزریق
۱۲/۸۷	۵	۴۸۵/۵	۳۸	۱	دی‌اکسیدکربن
۲۳/۶۲	۹/۷	۲۲۸۹	۲۲۴	۰/۸	نیترژن
۱۳/۳۵	۵	۲۱۴۰	۵۰	۳/۳۵	گاز طبیعی
۳۰/۳۱	۱	۳۵۷/۷	۲۸۰	۰/۱	گاز احتراق

و امکان استفاده از گاز طبیعی مخزن در کوتاه‌ترین زمان (۴۰٪ صرف سوختن و تولید برق و ۶۰٪ صرف فروش گاز طبیعی) را به‌همراه دارد و یعنی علاوه‌بر تولید برق، امکان جمع‌آوری و کاهش گاز گلخانه‌ای دی‌اکسیدکربن را فراهم می‌آورد.

مطالعات اقتصادی از نگاه مهندس ساخت

نیروگاه و مهندسی مخزن

برای مطالعات اقتصادی تزریق گاز و تولید برق، فرضیات موجود در **جدول ۶** در نظر گرفته شده است که به‌کمک آن بتوان تخمین درست از میزان هزینه‌ها و سود ناشی از تولید نفت و گاز و تولید برق به‌دست آورد: با توجه به **جدول ۶** به ازای سوختن هر مول گاز طبیعی ۱۴ مول گاز احتراق تولید می‌شود به این معنا که برای تولید روزانه ۲۸۰ میلیون فوت مکعب گاز احتراق تنها نیازمند سوختن ۲۰ میلیون فوت مکعب گاز طبیعی هست. **جدول ۷** نیز هزینه‌های تجهیزات، خوراک و نگهداری و تعمیرات نیروگاه گازی (CHP) و سایر هزینه‌های جانبی برای واحد نیروگاهی ۱ مگاواتی را نشان می‌دهد.

رویکردهای اجرای طرح

رویکردهای مختلفی برای اجرای طرح می‌توان در نظر گرفت که در این پروژه به سه رویکردی اصلی بسنده شده است. این سه رویکرد با توجه به ساخت نیروگاه، تزریق گاز و فاصله‌ی مخزن و نیروگاه تعریف شده است. در ادامه خلاصه‌ی این سه رویکرد در قالب **جدول ۸** آورده شده است:

به‌عنوان مثال، در صورت استفاده از گاز احتراق، علاوه‌بر افزایش ۱۱٪ ضریب برداشت، تنها نیاز به سوزاندن ۴۰٪ (۲۰ میلیون فوت مکعب در روز) از گاز تزریقی سناریوی اول است و ۶۰٪ از گاز قابل استفاده برای فروش خواهد ماند. بنابراین سود نهایی این سناریو به‌صورت زیر محاسبه می‌شود:

(۱)

$$C_T = RF \times IOIP \times (O_p + G_p \times R_s) + [(G_s \times G_p) - (F_p \times F_f)] \times 365 \times 35$$

که در آن R_s ، F_f ، F_p ، G_s ، R_s ، G_p ، O_p ، $IOIP$ ، RF ، C_T به ترتیب سود نهایی روش تزریق گاز، ضریب برداشت، میزان نفت در جای اولیه، قیمت هر بشکه نفت، قیمت هر فوت مکعب گاز طبیعی، نسبت گاز به نفت مخزن، میزان گاز طبیعی صرفه جویی شده روزانه، قیمت هر فوت مکعب گاز احتراق، دبی روزانه تزریق گاز احتراق است که در ۳۶۵ روز سال و ۳۵ سال تولید ضرب شده است. باید توجه داشت که محاسبات بالا، با صرف نظر از هزینه ساخت تجهیزات جهت تزریق انجام شده است که هزینه نهایی را تغییر می‌دهد، اما در نتیجه مقایسه تأثیر چندانی ندارد. با توجه به **جدول ۵**، روش تزریق گاز احتراق علاوه‌بر سازگاری بیشتر با محیط زیست، از صرفه اقتصادی بالاتری نسبت به سایر روش‌های مورد مطالعه برخوردار است. در صورت انجام صحیح این روش، می‌توان تمام گازی که با سوختن در نیروگاه‌های حرارتی تولید برق، سبب آلودگی‌های زیست محیطی می‌شود، جمع‌آوری و به مخزن تزریق نمود. به این ترتیب، روش تزریق گاز احتراق، سبب بالارفتن بازده نهایی تولید (در این مطالعه، بیش از ۶٪ معادل ۳۰۰ میلیون بشکه نفت بیشتر)

جدول ۶ فرضیات تزریق گاز و تولید نفت و برق

موضوع	فرضیات
حجم گاز مصرفی در مرحله پایلوت	۱۱۳۰۰۰ m ³ /day (۴۰۰۰۰۰۰ ft ³ /day)
گاز مصرفی به ازای هر مگاوات ساعت تولید برق	۲۵۰ m ³
مقدار برق تولیدی در مرحله پایلوت	۱۸ MW
حجم گاز مصرفی در مرحله توسعه	۵۵۶ هزار متر مکعب در روز (۲۰۰۰۰۰۰۰ ft ³ /day)
مقدار برق تولیدی در مرحله پایلوت	۹۴ مگاوات
میزان نفت در جای مخزن	۵ میلیارد بشکه
میزان ازدیاد برداشت نفت در مرحله توسعه صنعتی	۵۰۰ میلیون بشکه معادل ۱۰ درصد نفت در جای مخزن
قیمت نفت	۶۰ دلار در هر بشکه

جدول ۷ هزینه‌های یک نیروگاه برق

عنوان	هزینه/درآمد/قیمت
مولد	۳۰۰-۴۰۰ هزار یورو
تجهیزات نیروگاه CHP	۱۶۷ هزار یورو
نصب و راه اندازی	۵۵ هزار یورو
مقدار سرمایه گذاری در فاز توسعه	۵/۶۴ میلیون یورو
هزینه ماهیانه برای تعمیر و نگهداری	حدود ۶۰ میلیون تومان
هزینه مجوزها، پروانه احداث و بهره‌برداری	حدود ۱۳ میلیون تومان
هزینه گاز مصرفی در سال ۱۴۰۱ به ازای هر متر مکعب با تعرفه نیروگاهی	۱۰۰ ریال
قیمت فروش برق به شبکه در سال ۱۴۰۱ به ازای هر کیلووات ساعت	۶۵۰ تومان
مساحت مورد نیاز برآوردی به ازای هر مگاوات نیروگاه	۱۰۰-۷۰ m ²
طول دوره احداث	۹ ماه الی ۱ سال
هزینه شیرین‌سازی گاز (کاهش غلظت H ₂ S گاز تولیدی از ۸۰۰۰ ppm به ۱۰ ppm) برای ۲۰ میلیون فوت مکعب گاز طبیعی	هزینه ثابت: ۵/۱۲ میلیون دلار
	هزینه جاری: سالانه ۴ میلیون دلار
هزینه کمپرسور با فرض یک train و سه مرحله و توربینی بودن	۱۰۰ میلیون دلار
هزینه ساخت خط لوله ۵۶ اینچ فشار بالا	هر کیلومتر ۳ میلیون دلار

جدول ۸ رویکردهای اجرای طرح

رویکرد	رویکرد ۱	رویکرد ۲	رویکرد ۳
تعریف	ساخت نیروگاه در محل تبدیل تزریق گاز طبیعی به احتراق	ساخت نیروگاه در محل و تزریق گاز احتراق در ابتدا	استفاده از نیروگاه‌های موجود و تزریق گاز احتراق با احداث خطوط لوله
فرآیند	ساخت نیروگاه در محل مخزن	ساخت نیروگاه در محل مخزن	احداث خطوط انتقال گاز از نیروگاه‌های موجود
	شیرین‌سازی گاز طبیعی تولیدی از مخزن	شیرین‌سازی گاز طبیعی تولیدی از مخزن	حفاری چاه
هزینه‌های اصلی	ساخت نیروگاه	حفاری چاه	تأمین کمپرسور
		تأمین کمپرسور	ساخت خطوط انتقال
هزینه‌های اصلی	ساخت نیروگاه	ساخت نیروگاه	ساخت خطوط انتقال
		شیرین‌سازی گاز	حفاری چاه‌های تزریقی
		شیرین‌سازی گاز	تأمین و نصب کمپرسور
		حفاری چاه‌های تزریقی	
		تأمین و نصب کمپرسور	

میلیون دلار می‌رسد. برای بقیه‌ی سال‌ها نیز هزینه ثابت ۹ میلیون دلار در نظر گرفته شده است. با توجه به محاسبه انجام شده دوره بازگشت سرمایه برای این رویکرد ۳ سال بعد از راه‌اندازی می‌باشد و ارزش خالص تجمعی و میزان بازدهی داخلی بعد از ۳۵ سال به ترتیب به عدد ۱۲۰۵ میلیون دلار و ۰/۲۶٪ خواهد رسید. هزینه‌هایی که برای رویکردی ۳ در سال اول در نظر گرفته شده‌است، شامل ۱ میلیون هزینه‌های مطالعاتی و تحقیقاتی و مدل پایه است. برای دوم نیز هزینه‌ی خطوط انتقال لوله (۹۰ میلیون دلار) و حفاری چاه‌های تزریقی (۲۰ میلیون دلار) و تأمین و نصب کمپرسور (۱۴۰ میلیون دلار) به ۲۵۰ میلیون دلار می‌رسد که در جدول مذکور به آن اشاره شده است. برای بقیه سال‌ها نیز هزینه ثابت ۹ میلیون دلار در نظر گرفته شده است. با توجه به محاسبه انجام شده دوره بازگشت سرمایه برای این رویکرد ۴ سال بعد از راه‌اندازی می‌باشد و ارزش خالص تجمعی و میزان بازدهی داخلی بعد از ۳۵ سال به ترتیب به عدد ۱۵۹۲ میلیون دلار و ۰/۲۷٪ خواهد رسید. نتایج نهایی ارزیابی اقتصادی در **جدول ۹** ارائه شده است.

جدول جریان‌ات نقدینگی برای سه رویکردی تعریف شده با فرض نرخ تنزیل ۰/۳٪ دلار و دوره راه‌اندازی ۲ ساله در ادامه آورده شده‌است. با توجه به اینکه هزینه‌های هر رویکرد متفاوت است، میزان سود کلی رویکردها نیز متفاوت خواهد بود. هزینه‌هایی که برای رویکردی ۱ در سال اول در نظر گرفته شده‌است، ۱ میلیون دلار هزینه‌های تهیه مدل پایه و برای سال دوم نیز هزینه سرمایه‌گذاری در فاز توسعه (۸۲ میلیون دلار) و هزینه‌ی شیرین‌سازی گاز (۱۲/۵ میلیون دلار) به ۹۵ میلیون دلار می‌رسد. برای بقیه سال‌ها نیز هزینه ثابت ۶ میلیون دلار در نظر گرفته شده است. با توجه به محاسبه‌ی انجام شده دوره بازگشت سرمایه برای این رویکرد ۲ سال بعد از راه‌اندازی می‌باشد و ارزش خالص تجمعی^۱ و میزان بازدهی داخلی^۲ بعد از ۳۵ سال به ترتیب به عدد ۱۲۰۵ میلیون دلار و ۰/۳۷٪ خواهد رسید. هزینه‌هایی که برای رویکردی ۲ در سال اول در نظر گرفته شده‌است، شامل ۱ میلیون دلار هزینه‌های مطالعاتی و تحقیقاتی و تهیه مدل پایه، برای سال دوم نیز هزینه سرمایه‌گذاری در فاز توسعه (۸۲ میلیون دلار) و هزینه شیرین‌سازی گاز (۱۲/۵ میلیون دلار) و تأمین و نصب کمپرسور (۱۰۰ میلیون دلار) و حفاری چاه‌های تزریقی (۶۵ میلیون دلار) به ۲۶۵

1. NPV=Net Present Value

2. IRR=Internal Rate of Return

جدول ۹ مقایسه هزینه‌های اصلی و متغیرهای مالی سه رویکرد مختلف اجرای طرح

جدول جریان‌های نقدینگی (واحد: میلیون دلار)							
هزینه شیرین‌سازی	هزینه حفاری	هزینه‌های خطوط لوله	هزینه کمپرسور	هزینه ساخت نیروگاه	نرخ بازگشت سرمایه داخلی	سرمایه‌گذاری اولیه	رویکرد
۱۲/۵	-	-	-	۸۲	۳۸	۹۵	۱- ساخت نیروگاه در محل تبدیل تزریق گاز طبیعی به احتراق
۱۲/۵	۶۵	-	۱۰۰	۸۲	۲۶	۲۶۰	۲- ساخت نیروگاه در محل و تزریق گاز احتراق از ابتدا
-	۲۰	۹۰	۱۴۰	-	۲۷	۲۵۰	۳- استفاده از گاز احتراق نیروگاه‌های موجود و تزریق آن

در همه این رویکردها دوره بازگشت سرمایه بین ۳ تا چهارسال، و دوره راه‌اندازی دوساله خواهد بود.

نتیجه‌گیری

- نرخ بازگشت سرمایه و دوره راه‌اندازی و همچنین ضریب برداشت هدف‌گذاری شده این روش می‌تواند توجیه مناسب اقتصادی برای اجرای این روش ایجاد کند.
- در رویکردهای مختلفی که تعریف شده، سعی شده است که حجم گازهای تزریقی غیر از گاز احتراق بیش از نسبت اصلی آن تزریق شود. که با وجود این فرض نیز، نتایج حاصل از تزریق گاز احتراق شرایط بهتری خواهد داشت.
- مزیت اصلی تزریق گاز احتراق نسبت به سایر روش‌های تزریق گاز، در دسترس بودن و حجم بالای تولیدی این نوع گاز در نزدیکی میادین نفت و گاز کشور است. با توجه به چالش جدی ناترازی گاز، گاز احتراق می‌تواند گزینه مناسبی برای جایگزینی گاز طبیعی در فرآیند ازدیاد برداشت باشد.
- هدف از این مطالعه این نیست که تعمداً گاز طبیعی سوزانده شده و سپس از گاز حاصل از احتراق استفاده شود، بلکه در مواردی که گاز طبیعی به‌عنوان یک سوخت سبز بالاجبار مصرف می‌شود، از گاز خروجی آن بهره‌برداری بهینه شود که یک مورد می‌تواند تزریق در میادین کشور باشد.

براساس شبیه‌سازی و مطالعات فنی و اقتصادی روش‌های مختلف تزریق گاز مورد مطالعه در یکی از مخازن جنوب کشور، نتایج زیر حاصل می‌شود:

- گازهای حاصل از احتراق گاز طبیعی، می‌توانند بعنوان یک منبع مناسب برای صرفه‌جویی در مصرف گاز طبیعی و همچنین تأمین گاز تزریقی جهت انجام فرآیند ازدیاد برداشت مورد نظر قرار گیرد.
- افزایش ضریب بازیافت حاصل از تزریق گازهای حاصل از احتراق به واسطه حجم در دسترس در مقایسه با تزریق سایر منابع گازی نظیر (نیتروژن، دی‌اکسیدکربن و تزریق گاز طبیعی) قابل توجه است.
- از خروجی سوخت گاز مصرفی یک نیروگاه حرارتی هم برای تولید برق و هم برای تزریق در مخازن گازی استفاده کرد
- از آنجا که دی‌اکسیدکربن تولیدی حاصل از احتراق در این روش، به مخزن تزریق می‌شود، لذا یک روش سازگار با محیط‌زیست و کاهنده انتشار گازهای گلخانه‌ای است.

مراجع

- [1]. Vladimir Alvarado, E. M. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review, *Energies*, 3, (1529-1575), doi:10/3390/en3091529.
- [2]. Bleakley, W. (1974). Production Report: Journal Survey Shows Recovery Projects Up, *Oil Gas Journal*, 72, 69-76.
- [3]. Noran, D. (1976). Enhanced recovery action is worldwide, *Oil Gas Journal*, 74, 107-114.
- [4]. Matheny, S. (1980). Production Report: EOR methods help ultimate recovery, *Oil Gas Journal*, 78, 79-124.
- [5]. Moritis, G. (1998). EOR Worldwide Survey. *Oil Gas Journal*, 96, 60-77.
- [6]. Moritis, G. (2001). Future of EOR & IOR: New companies, infrastructure, and projects reshape landscape for CO₂ EOR in the US, *Oil Gas Journal*, 99, 68-73.
- [7]. Watts, K. (2012). Alternative gas injection processes, EORI Conference, the Linde Group.
- [8]. Moritis, G. (2004). EOR continues to unlock oil resources, Enhanced Oil Recovery, *Oil & Gas Journal*.
- [9]. Moritis, G. (2008). Worldwide EOR Survey, 106, 41-59.
- [10]. Bender, S. a. (2017). Flue gas injection for EOR and sequestration: Case study, 157, 1033-1045.
- [11]. Rivera J. E. S., & Bejarano A. A. N. (2010). Experimental evaluation of the flue-gas injection of barrancabermeja refinery as EOR method, SPE Conference, New Orleans, doi:10.2118/139715-MS.

Feasibility Study of Enhanced Oil Recovery by Injecting Flue Gases and Producing Electricity Parallely

Hassan Shokrollahzade Behbahani¹, Mahdi Zeinali Hasanvand^{2*}, Mehdi Tabibnejad Azizi³

1. Petroleum university of Technology, Ahwaz Faculty, Petroleum Engineering group, Ahwaz, Iran
2. Research Institute of Petroleum Industry, Petroleum Engineering Division (RIPI), Tehran, Iran
3. Chemical and Petroleum Engineering Faculty, Sharif University of Technology, C, Tehran, Iran

hasanvandm@ripi.ir

DOI:10.22078/pr.2023.5212.3309

Received: August/06/2023

Accepted: November/05/2023

Introduction

Most of the world's oil production comes from old conventional fields. Increasing the oil recovery from these sources is the main goal for oil companies and oil-producing governments. In addition, the replacement rate of produced reserves with new discoveries has been steadily decreasing in recent decades [1-3].

Therefore, increasing the extraction rate from the fields under primary and secondary production is important to meet the growing energy demand in the coming years.

In addition, the issue of reduction of carbon dioxide production through storage in underground layers is a possible option. Also, in the process of converting fossil fuel energy into electricity, it is necessary to reduce wastage by bringing thermal power plants closer to gas production sources.

There are various methods to enhance oil recovery (EOR) from the field, one of the most common of which is the gas injection method. Increased recovery through gas injection has been used in fractured carbonate reservoirs and reservoirs with light fluid such as volatile oils. The four main approaches in the gas injection method include carbon dioxide injection, nitrogen injection, recovery of natural hydrocarbon gases, and injection of combustion gases (like Flue Gas).

As a flowchart diagram, The simple picture of the flue gas injection process introduced in this study is presented in the Fig. 1.

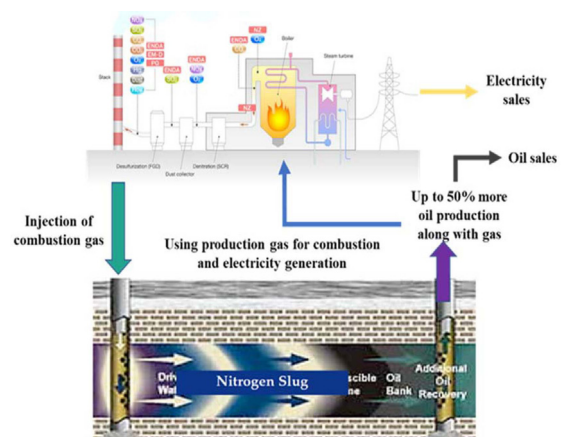


Fig. 1 The cycle of combustion gas injection and simultaneous electricity generation.

Materials and Methods

Four main methods have been used in this study: First, the properties of different fluids and rocks obtained from a real oil field were analysed on a laboratory scale. After that flue gas injection operations and other gases were analysed on a core scale. Determination of

physical parameters such as composition of live oil and injected gas, changes in density, viscosity and gas dissolved in oil with pressure and temperature, as well as the increase in recovery coefficient and stability of asphaltene precipitation were measured.

In the second stage, the laboratory information was reviewed to update the computer model of the reservoir and simulate the injection process in four scenarios: nitrogen injection, carbon dioxide injection, natural gas injection, and flue gas injection. This simulation was performed on a real model of an active reservoir with dimensions of 10 x 30 km and 5 billion barrels of oil in place in Eclipse 100 software. Production and injection wells are simulated by Eclipse software, and their image is shown in Fig. 2.

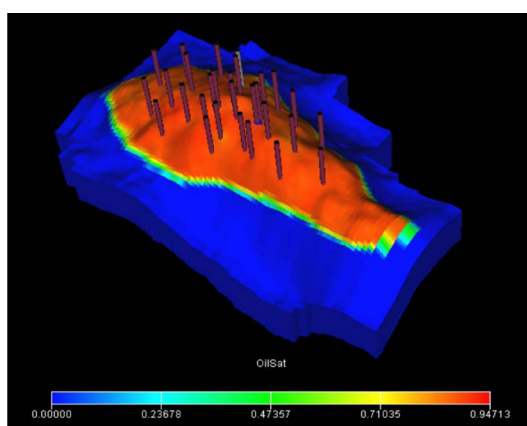


Fig. 2 Simulation of changes in initial oil saturation in the cased study oil reservoir.

In the third stage, the process of separation and purification of flue gas was simulated in process units including compressors, heat exchangers and water and coke separators in the Hysys simulator. During this simulation, the output flow rate of the power plant, the composition of the injected gas after the separation process and the power required to increase the pressure to select the type and number of compressors and the amount of pipelines were determined.

In the next step, through economic calculations, the amount of investment and operational cost to perform flue gas injection operation in the cased study oil field was investigated in three different scenarios. Also, the rate of return on investment and the net present value of

investment were calculated. As a supplementary work, through material balance calculations, the amount of carbon dioxide that can be stored in this process was calculated and the amount of tax assistance resulting from carbon storage was calculated.

Results and Discussion

In different parts of this study sections, valuable results were obtained to compare the flue gas EOR method with other gas injection methods, which are presented below.

1- In the laboratory section, it was determined that the flue gas minimum miscible pressure is in the range of carbon dioxide and nitrogen gas, but due to the high solubility of carbon dioxide compared to nitrogen in oil, this miscibility improvement is far higher than the carbon dioxide concentration ratio. Also, flue gas does not cause major problems of asphaltene precipitation in oil. On the other hand, the recovery coefficient of oil of carbon dioxide injection is higher than flue gas injection in laboratory scale.

2- In field-scale simulation gas injection scenarios, due to the possibility of injecting a higher volume of flue gas compared to natural gas, the main parameters of EOR in this method are preferable to other gas injection methods. In the flue gas injection method, due to availability (5 times more than the injection volume), the field pressure drop was less than other methods, the amount of gas/oil ratio produced in the field was less than other methods, the average flow rate of oil production and the final recovery rate were also higher than other methods. The final results of these parameters are presented in Table 1 and Fig. 3.

3- For and applicable surface design, due to the corrosion of the water in the flue gas and coke particles, it is necessary to carry out a separation process. This process includes a repeated cycle of increasing the pressure in the compressor, reducing the temperature in the heat exchangers, and separating the liquid water and the remaining gas. During a calculation process in the Hysys simulator, by repeating three cycles, the concentration of water vapor in the flue gas of the power plant reaches from 17.3% to 0.26%. The results of this simulation along with its flow diagram are presented in Table 2.

Table 1 Economical results of simulation of different gas injection scenarios.

Injection scenario	Cost of storage, compression and transmission (\$/MCF)	Injection flow rate (MMCF/D)	Total injection cost (MMS)	enhanced oil percent (%OOIP)	Gross profit (\$MMM)
Carbon dioxide	1	38	485.5	5	12.87
Nitrogen	0.8	224	2289	9.7	23.62
Natural gas	3.35	50	2140	8	13.35
Flue gas	0.1	280	357.7	1	30.31

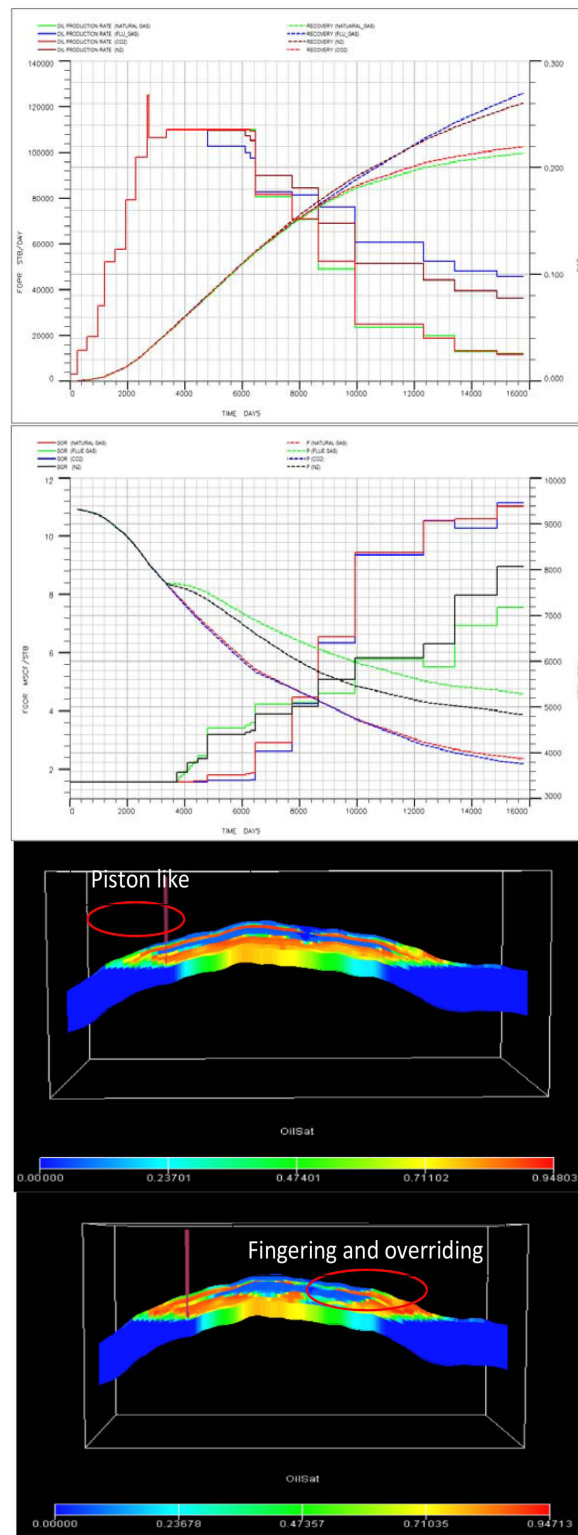


Fig. 3 Technical results of simulation of different gas injection scenarios.

Table 2 Technical results of simulation of flue gas purification process.

parameter	Feed	Compressor 1	Compressor 2	Pipeline outlet	Final output
pressure (kPa)	101	386	1551	782	782
temperature (c)	80	189	190	25	25
mass flow rate (ton/h)	390	351	348	348	348
water percentage (%)	17.3	2.3	0.6	0.6	0.26

4- In the economic calculations section, calculations were made using the latest prices of pipelines, compressors, drilling costs, gas sweetening, and important parameters such as inflation, gas prices, and electricity production in three main scenarios. These three scenarios were the construction of a new power plant near the oil production field and the use of the

current gas injection facility, the transfer of combustion gas from an existing power plant near the field, and the construction of a new injection facility. The results of economic calculations are presented in the Table 3. In all these scenarios Return of capital will be between 3 and 4 years, and the start-up period will be two years.

Table 3 main costs and financial variables of three different project implementation scenarios, (unit: million dollars).

scenario	initial investment	Internal rate of return	Power plant construction cost	Compressor cost	The cost of constructing pipelines	Drilling cost	The cost of sweetening
Building power plant without injection facilities	95	38	82	-	-	-	12.5
Building a power plant and injection facilities	260	26	82	100	-	65	12.5
Using the flue gas of existing power plants	250	27	-	140	90	20	-

Conclusion

Based on the simulation and technical and economic studies of different gas injection methods studied in one of the reservoirs in the south of the country, it can be concluded:

- The gases resulting from the combustion of natural gas can be considered as a sufficient source for saving natural gas consumption as well as Gas injection for EOR.
- The increase in the recovery factor resulting from the injection of higher volume flue compared to the injection of other available gas sources such as (nitrogen, carbon dioxide and natural gas injection).
- Since the carbon dioxide produced by combustion in this method is injected into the tank, it is therefore an environmentally friendly method that reduces green-

house gas emissions.

- The rate of return on investment and the start-up period as well as the targeted withdrawal rate of this method can create a proper economic justification for implementing this method.

References

1. Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery: an update review. *Energies*, 3(9), 1529-1575, doi:10/3390/en3091529.
2. Moritis, G. (2001). Future of EOR & IOR: New companies, infrastructure, and projects reshape landscape for CO₂ EOR in the US, *Oil Gas Journal*, 99, 68-73.
3. Moritis, G. (2008). *Worldwide EOR Survey*, 106, 41-59.