



مطالعه شبیه‌سازی ازدیاد برداشت ناشی از تزریق گازهای احتراق در مقایسه با بازگردانی و سایر روش‌های تزریق گاز

مهدی زینلی حسونند* پژوهشگاه صنعت نفت

سارا شکرالزاده بیهبانی دانشگاه صنعتی امیرکبیر

چکیده

تزریق گاز بیش از ۶۰ درصد روش‌های مرسوم ازدیاد برداشت را شامل می‌شود. تزریق بخار آب، دی‌اکسید کربن، نیتروژن و بازگردانی گاز مخزن از جمله روش‌های رایج تزریق گاز هستند. تأمین انرژی حرارتی جهت تبخیر، جداسازی و خالص‌سازی دی‌اکسید کربن و در نهایت اتلاف گاز از جمله معایب این روش‌هاست. فرآیندهای تزریق گاز اغلب در مخازنی که کلاهک گازی قوی دارند کارایی دارد؛ از این رو مشکل عمده دیگر این نوع فرآیندها تأمین حجم زیاد گاز تزریقی است که در اکثر موارد شرکت‌های بهره‌برداري جهت تأمین منبع قابل اطمینان و طولانی مدت گاز با مشکل مواجهند. در نوشتار حاضر پیشنهاد می‌شود که برای ازدیاد برداشت نفت، گازهای ناشی از احتراق به مخزن تزریق شوند. در این روش که ترکیبی از هر چهار روش مرسوم تزریق گاز است بدون نیاز به تأمین انرژی خارجی برای تبخیر آب، غلظت زیادی از گازهای نیتروژن و دی‌اکسید کربن با نرخ حجمی حداکثر ۱۴ برابر گاز خروجی از مخزن به مخزن تزریق می‌شود. در این مقاله با بررسی فنی-اقتصادی تزریق گازهای احتراق در یکی از مخازن فعال کشور، میزان انرژی بهینه‌سازی شده، ذخیره‌سازی گازهای گلخانه‌ای و بازده تزریق گازهای احتراق نسبت به روش بازگردانی گاز مخزن و سایر روش‌های تزریق گاز بررسی شده است.

واژگان کلیدی: ازدیاد برداشت، تزریق گاز احتراق، تزریق نیتروژن، بازگردانی گاز، دی‌اکسید کربن، سودآوری اقتصادی

مقدمه

در نیمه دوم قرن بیستم با کاهش منابع اکتشافی نفت و نزدیک شدن بسیاری از مخازن بزرگ نفت جهان به نیمه دوم عمر خود، تمایل به انجام پروژه‌های ازدیاد برداشت افزایش یافت. تعداد پروژه‌های ازدیاد برداشت رابطه معناداری با قیمت جهانی نفت و میزان تقاضای بازار دارد. محققان روش‌های مرسوم ازدیاد برداشت را به سه دسته کلی تقسیم می‌کنند: الف) روش‌های گرمایی مانند تزریق بخار و سوختن درجا ب) روش‌های تزریق مواد شیمیایی مانند تزریق شوینده‌ها و پلیمر ج) روش‌های تزریق گاز مانند نیتروژن و دی‌اکسید کربن

مطالعه موردی پروژه‌های ازدیاد برداشت در آمریکا نشان می‌دهد که از سال ۱۹۷۰ تاکنون تعداد پروژه‌های ازدیاد برداشت گرمایی تقریباً ثابت (۵۰ تا ۱۰۰ مورد در سال) بوده است (شکل ۱-). در همین بازه زمانی میزان استفاده از روش‌های تزریق مواد شیمیایی مانند تزریق پلیمر و کاهش دهنده کشش سطحی به دلیل هزینه زیاد و مشکلات فنی کاهش یافته؛ به طوری که در ۱۰ سال اخیر استفاده از این روش‌ها به کمتر از ۵ مورد در سال رسیده است. تزریق گاز برخلاف روش‌های شیمیایی، به دلیل هزینه کم، سهولت انجام و همچنین جنبه‌های زیست‌محیطی تنها روشی است که همواره روبه‌رشد بوده؛ به طوری که پس از سال ۲۰۰۲ تعداد پروژه‌های ازدیاد برداشت در قالب تزریق گاز از دو روش دیگر پیشی گرفته و تا سال ۲۰۰۸ بیش از ۶۰ درصد پروژه‌های ازدیاد برداشت آمریکا را به خود اختصاص داده است [۱].

ازدیاد برداشت در قالب تزریق گاز اغلب در مخازن کربناته و مخازن نفت سبک استفاده می‌شود. تزریق نیتروژن، بازگردانی گازهای هیدروکربنی، تزریق دی‌اکسید کربن و همچنین تزریق بخار آب (که اگرچه جزء روش‌های گرمایی است اما سازوکاری شبیه تزریق گاز دارد) از جمله روش‌های متداول تزریق گاز هستند. در بین گازهای تزریقی، نیتروژن فشار امتزاج‌پذیری کمتری دارد و به آسانی می‌تواند با تبخیر هیدروکربن‌های سبک سبب افزایش ضریب بازیافت شود. با این وجود جداسازی نیتروژن از هوا نیازمند تأسیسات سرمایه‌ی و احداث کارخانه تولید نیتروژن با حجم زیاد در نزدیکی میدان است. هزینه فراوان تزریق نیتروژن سبب شده در سال‌های اخیر تمایل به استفاده از این روش در مخازن ماسه‌سنگی به شدت کاهش یابد [۳].

در دو دهه اخیر به دلیل وضع پروتکل‌های زیست‌محیطی و قوانین بین‌المللی (مانند پیمان کیوتو و کنپهاگ)، انجام هم‌زمان دو طرح ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن (به‌عنوان اصلی‌ترین گاز گلخانه‌ای) و ازدیاد برداشت از طریق تزریق دی‌اکسید کربن مورد توجه قرار گرفته است. اگرچه تزریق این گاز در ابتدا سبب افزایش برداشت و حفظ فشار مخزن می‌شود اما با گذشت زمان این گاز به دلیل حداقل فشار امتزاجی (MMP) زیاد با رسوخ^۴ به سمت چاه‌های تولیدی سبب کاهش کیفیت نفت تولیدی می‌گردد [۴]. تهیه دی‌اکسید کربن لازم جهت تزریق، مثل نیتروژن نیازمند صرف هزینه اضافی جهت جداسازی است [۵] و از سوی دیگر در موارد متعدد با افزایش غلظت دی‌اکسید کربن در نفت خام، کیفیت سنگ مخزن و پایداری آسفالتینی نفت نیز به هم می‌خورد

* نویسنده عهده‌دار مکاتبات (hasanvand@put.ac.ir)

۱- روش کار و شبیه‌سازی مدل

در این مطالعه عملکرد روش‌های مختلف تزریق گاز در یکی از مخازن فعال جنوب کشور بررسی شده است. مخزن مد نظر تاقدیسی، به ابعاد ۱۰×۳۰ کیلومتر و با ضخامت لایه نفتی حدود ۱۵۰ متر است. میزان نفت در جای اولیه آن بیش از ۵ میلیارد بشکه و گاز در جای آن بیش از ۸ تریلیون فوت مکعب است. نفت مخزن مورد مطالعه سبک (API=۳۵) با بازیافت اولیه ۱۷ درصد است که پس از تزریق روزانه ۲۸۰ میلیون فوت مکعب گاز به روش بازگردانی گاز طبیعی^۵، بازیافت آن به ۲۶ درصد خواهد رسید. این مخزن بر اساس مدل تک‌تخلخل و کربناته بدون شکاف بررسی شده است.

در مدل استاتیک این مخزن بیش از ۹۷ هزار بلوک در نظر گرفته شده و شبیه‌سازی آن توسط نرم‌افزار Eclipse 2012® انجام شده است. دوره تولید از مخزن به سه بخش توسعه (افزایش تولید طی ۹ سال)، تثبیت (تولید روزانه ۱۱۰ هزار بشکه در روز طی ۱۰ سال) و دوره افت تقسیم شده است. عملیات تزریق گاز که جهت ازدیاد برداشت و تثبیت فشار آغاز شده، از طریق دو چاه عمودی در ستیغ مخزن انجام گرفته است.

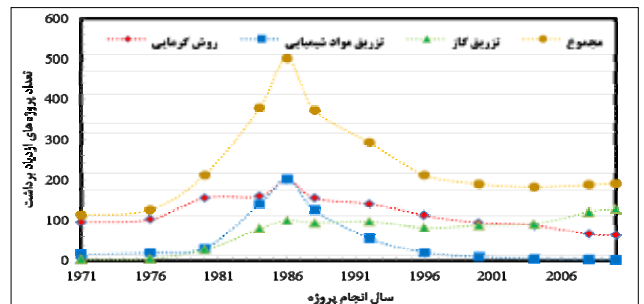
در نخستین سناریو گاز خروجی از تفکیک گرها به مخزن تزریق می‌شود. طی این عملیات بازگردانی، از سال ۲۰۰۹ تا سال ۲۰۴۳، روزانه ۵۰ میلیون فوت مکعب گاز به مخزن تزریق می‌شود. در دومین سناریو با استفاده از موازنه جرمی، تنها ۴۰ درصد حجم و غلظت گازهای حاصل از فرآیند احتراق گاز در سناریوی نخست (۲۸۰ میلیون فوت مکعب در روز) محاسبه شده و به مخزن تزریق می‌گردد. در سناریوهای سوم و چهارم عملیات تزریق نیتروژن خالص (۲۴۳ میلیون فوت مکعب در روز معادل ۸۷ درصد ۲۸۰ میلیون فوت مکعب) و دی‌اکسید کربن خالص (۳۷ میلیون فوت مکعب در روز برابر ۱۳ درصد ۲۸۰ میلیون فوت مکعب) به میزان موجود در گاز احتراق بررسی می‌شود.

نتایج کروماتوگرافی گاز خروجی از تفکیک گر سرچاهی نشان‌دهنده غلظت زیاد متان است. درصد مولکول متان و دیگر هیدروکربن‌های سبک گاز در جدول ۱- ارائه شده است. با استفاده از موازنه شیمیایی مواد و با فرض

[۶]. از جمله روش‌های دیگر تزریق گاز، بازگردانی گازهای هیدروکربنی به مخزن است. این روش به دلیل سنجیت گاز با سیال اولیه مخزن اغلب به صورت امتزاجی انجام می‌شود و نسبت به دو روش قبل بازده بیشتری دارد [۷]. با این وجود به دلیل ارزش زیاد گاز طبیعی، سودآوری اقتصادی مخزن به تعویق می‌افتد. از سوی دیگر به دلیل کاهش حجم مخزن در اثر تولید نفت، بازگردانی گاز نمی‌تواند به طور کامل افت فشار مخزن را جبران کند. تزریق بخار نیز که محدود به استفاده در مخازن نفت سنگین است نیازمند صرف هزینه و انرژی جهت گرمایش آب است که از دیدگاه اقتصادی بازده نهایی را کاهش می‌دهد [۸].

بر اساس این مطالعه در بین روش‌های تزریق گاز، می‌توان تزریق گازهای احتراق را بهترین روش به‌شمار آورد. این روش که در واقع تزریق مجموعه‌ای از گازها از جمله نیتروژن، دی‌اکسید کربن، گاز مخزن و بخار است در عین دارا بودن نقاط قوت روش‌های قبلی، تا حد زیادی نارسایی‌های این روش‌ها را ندارد. در این روش پس از احتراق و واکنش گاز تولیدی مخزن با هوا، این گاز بدون سرمایه‌دوباره به مخزن تزریق می‌شود. از این رو گاز تزریقی با داشتن درصد زیادی نیتروژن (بیش از ۷۰ درصد مولی) و پایین بودن نقطه کمیته فشار، امکان تزریق امتزاجی را فراهم می‌کند. این گاز که مقدار قابل توجهی بخار آب (حدود ۱۷ درصد) دارد سبب افزایش دما و کاهش گرانیوی نفت می‌شود. از سوی دیگر گاز تزریقی حاوی دی‌اکسید کربن حاصل از احتراق است و بدون نیاز به فرآیند جداسازی در اعماق زمین ذخیره می‌شود که این امر نوعی مزیت زیست‌محیطی محسوب می‌شود. در نهایت باید توجه داشت که گاز تولیدی ضمن سوختن، انرژی تولید می‌کند که این انرژی می‌تواند در قالب یک نیروگاه حرارتی در نزدیکی واحد بهره‌برداری نفت، انرژی الکتریکی تولید کرده و سودآوری بیشتری داشته باشد. باید توجه داشت که گاز تولیدی طی فرآیند احتراق از لحاظ حجمی بیش از ۱۰ برابر گاز مصرفی حجم دارد که این موضوع می‌تواند منبعی مطمئن برای تأمین گاز تزریقی و حفظ فشار مخزن به‌شمار آید.

در ادامه این مقاله با بررسی دقیق فرآیند احتراق گاز تولیدی یکی از میادین کشور ضمن شبیه‌سازی مدل مخزن، فرآیندهای مختلف تزریق نیتروژن، دی‌اکسید کربن و بازگردانی گاز با روش احتراق بررسی می‌شود. در نهایت با بررسی اقتصادی این روش‌ها، مزیت‌های استفاده از تزریق گازهای احتراق نشان داده شده است.

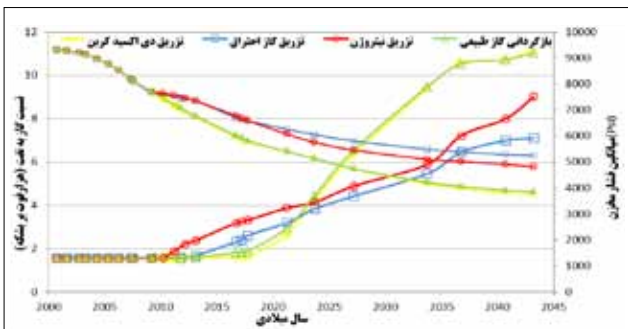


شکل ۱ | تعداد و نوع پروژه‌های ازدیاد برداشت انجام شده در آمریکا طی سال‌های ۱۹۷۰-۲۰۱۰ [۲]

جدول ۱ درصد ترکیب گازهای تزریق در سناریوهای مختلف			
اجزا	گاز طبیعی مخزن	گاز حاصل از احتراق	گاز خروجی از نیروگاه
N ₂	۰/۰۲	۰/۷۱۹۲۳۴	۰/۸۶۹۷۳۸
CO ₂	۳/۶۱	۰/۱۰۷۲۴۲	۰/۱۲۹۶۸۳
H ₂ S	۶۷/۰	۰/۰۰۰۵۷۹	۰/۰۰۰۵۷۹
H ₂ O	.	۰/۱۷۳۰۴۶	-
C ₁	۷۱/۸۷	-	-
C ₂	۹/۷۸	-	-
C ₃	۶/۲	-	-
C ₄	۴/۱۶	-	-
C ₅	۲/۳۴	-	-
C ₆	۱/۳۵	-	-
(حجم به ازای حجم گاز طبیعی)	۱	۱۴	۱۱/۶

گاز تزریقی است و احتمالاً با افزایش حجم گاز تزریقی، نسبت گاز به نفت تولیدی نیز افزایش یافته و در نتیجه کیفیت نفت کاهش یابد. اما نتایج نشان می‌دهد که برخلاف انتظار، GOR^۳ فرآیند تزریق گاز احتراق در مقایسه با تزریق گاز طبیعی کمتر است. این پدیده جالب به دو دلیل اتفاق می‌افتد؛ نخست اینکه حداقل فشار لازم برای امتزاج گاز احتراق که حاوی مقدار قابل توجهی نیتروژن نیز هست برای نفت‌های مختلف، کمتر از گاز طبیعی (با درصد متان زیاد) است. این اختلاف در نفت‌های سبک به بیش از ۱۰۰۰ پام می‌رسد. از این رو جبهه گاز تزریقی با نفت میدان حالت امتزاجی به خود گرفته و پدیده بالا رفتن گاز^۷ کمتر اتفاق می‌افتد. در نتیجه بازده حجمی فرآیند EOR^۸ گاز احتراق در مقایسه با فرآیند تزریق گاز طبیعی و دی‌اکسید کربن افزایش می‌یابد. دوم اینکه در سناریوی نخست (تزریق گاز طبیعی) به دلیل محدود بودن گاز، حجم تزریق کمتر از سناریوی دوم (تزریق گاز احتراق) است. بر اساس موازنه مواد (جدول-۱)، در اثر احتراق یک فوت مکعب گاز طبیعی، بیش از ۱۴ فوت مکعب گاز احتراق تولید می‌شود. با افزایش تزریق گاز به مخزن، افت فشار مخزن بیشتر جبران شده و در نتیجه مخزن برای مدت زمان بیشتری در حالت فوق اشباع^۹ به تولید خود ادامه می‌دهد. فوق اشباع ماندن مخزن، معادل ثابت ماندن GOR نفت تولیدی آنست. در نتیجه به دلیل تزریق گاز بیشتر در سناریوی دوم، میزان GOR این روش کمتر از فرآیندهای تزریق گاز طبیعی، نیتروژن و دی‌اکسید کربن است. در شکل-۳ نتایج افت فشار مخزن و GOR در دوره تولید برای سناریوهای مختلف نشان داده شده است.

به منظور 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-۴). همان گونه که مشاهده می‌شود در حین تزریق گاز طبیعی با نرخ 50 MMScf/D ، به دلیل زیاد بودن حداقل فشار امتزاجی، رسوخ و پدیده انگشتی شدن^{۱۱} اتفاق می‌افتد؛ در حالی که گاز احتراق با وجود حجم تزریق بیشتر نسبت به سناریوی قبل (280 MMScf/D)، به دلیل حداقل فشار امتزاجی کم، حرکتی شبه پیستونی دارد. این پدیده در تصویر عمودی مخزن در شکل-۵ قابل مشاهده است. با وجود تزریق بیش از ۵ برابر گاز در سناریوی دوم نسبت به سناریوی نخست، در سال ۲۰۴۳ گاز، سطح بسیار کمتری از مخزن را پوشانده و مخزن هنوز قابلیت تولید دارد.



شکل ۳ | نسبت گاز به نفت تولیدی و میانگین فشار مخزن طی دوره تولید برای سناریوهای مختلف تزریقی

بازده بیش از ۹۵ درصد، هر مول گاز طبیعی مورد مطالعه در فرآیند احتراق به ۱۴ مول هوا (با غلظت نیتروژن ۷۹ درصد و اکسیژن ۲۰ درصد) نیاز دارد. از این رو غلظت مواد در گاز حاصل از فرآیند احتراق بیش از ۷۱ درصد نیتروژن، ۱۰ درصد دی‌اکسید کربن و ۱۷ درصد بخار آب است. با فرض استفاده از گرمای حاصل از احتراق و کاهش دمای گاز در اثر فرآیند تبدیل انرژی (به عنوان مثال تولید برق در یک نیروگاه حرارتی)، بخار آب حاصل از احتراق تغییر فاز داده و از گاز خارج می‌شود.

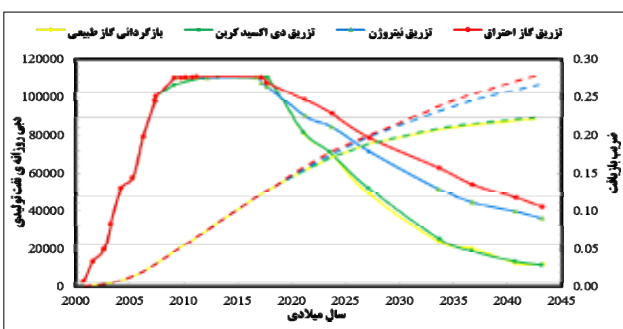
با توجه به جدول-۱ اگر در سناریوی نخست روزانه ۵۰ میلیون فوت مکعب گاز به مخزن تزریق شود با انجام فرآیند احتراق، حجم گاز احتراق ۱۴ برابر (۷۰۰ میلیون فوت مکعب) خواهد بود که در سناریوی دوم تنها ۴۰ درصد از این گاز (معادل ۲۸۰ میلیون فوت مکعب در روز) تزریق می‌گردد. این انتخاب به دلیل محدودیت تأسیسات برای تزریق حداکثر ۲۸۰ فوت مکعب گاز در روز است. در این صورت با توجه به جدول-۱ میزان نیتروژن تزریقی در سناریوی سوم معادل ۲۰۰ میلیون فوت مکعب در روز (۷۲ درصد) و نیز میزان دی‌اکسید کربن تزریقی در سناریوی چهارم برابر ۲۸ میلیون فوت مکعب در روز (۱۰ درصد) خواهد بود.

۲- بحث و بررسی

۲-۱- بررسی فنی

نتایج شبیه‌سازی مدل بر اساس سناریوهای تزریق گاز طبیعی (بازگردانی)، تزریق گاز احتراق، تزریق نیتروژن و در نهایت تزریق دی‌اکسید کربن از آغاز تولید (سال ۲۰۰۰) تا سال ۲۰۴۳ در شکل-۲ نشان داده شده است. در سناریوی نخست پس از بازگردانی روزانه ۵۰ میلیون فوت مکعب گاز تولیدی به مخزن، میزان برداشت نهایی ۲۱ درصد خواهد بود. در سناریوی دوم با احتراق ۴۰ درصد از همین گاز و صرفه‌جویی ۶۰ درصدی، روزانه ۲۸۰ میلیون فوت مکعب گاز به مخزن تزریق می‌گردد که سبب برداشت نهایی ۲۸ درصدی از میدان خواهد شد. در سناریوی سوم که با فرض جداسازی نیتروژن از گاز احتراق در نظر گرفته شده روزانه ۲۰۰ میلیون فوت مکعب گاز به مخزن تزریق می‌گردد که سبب افزایش برداشت تا ۲۶ درصد خواهد شد. نتایج این شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در سناریوی چهارم با تزریق روزانه ۲۸ میلیون فوت مکعب دی‌اکسید کربن حاصل از احتراق، حداکثر برداشت نهایی برابر ۲۱ درصد خواهد بود.

در آغاز به نظر می‌رسد درصد برداشت نهایی هر سناریو متناسب با حجم



شکل ۴ | تولید روزانه نفت و درصد برداشت روزانه طی فرآیندهای مختلف تزریق گاز در مخزن مورد مطالعه

۲-۲- بررسی اقتصادی

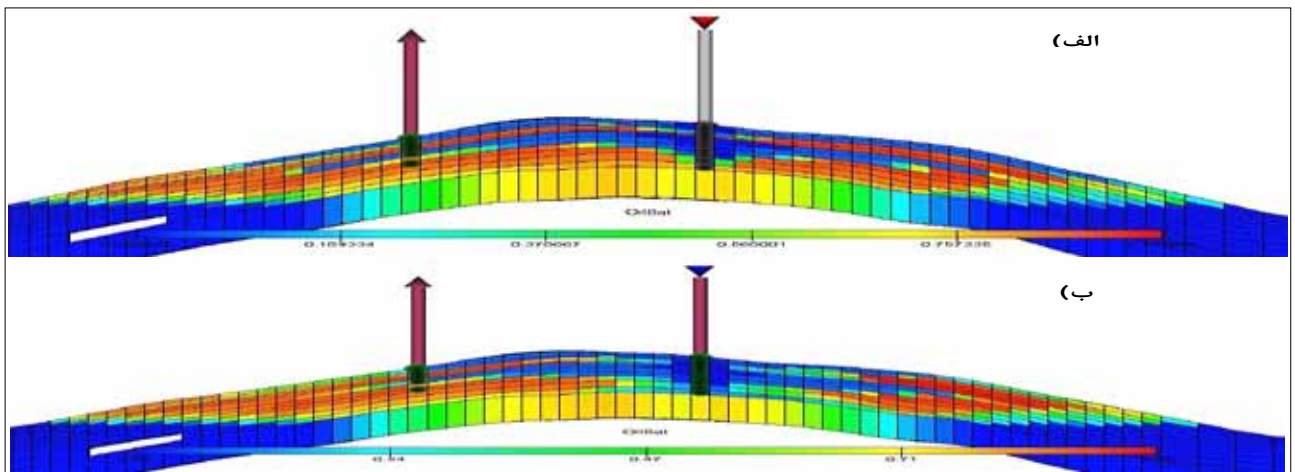
به منظور مطالعه و مقایسه اقتصادی روش تزریق گاز حاصل از احتراق با سایر روش های تزریق گاز، داده های حاصل از شبیه سازی مخزن بررسی شد. آخرین گزارش های مؤسسه انرژی آمریکا (AEI)^{۱۱} نشان می دهد که قیمت هر هزار فوت مکعب گاز طبیعی ۳/۳۵ دلار و هزینه ذخیره سازی، جداسازی و انتقال هر هزار فوت مکعب نیتروژن، دی اکسید کربن و گاز احتراق به ترتیب ۰/۸، ۱ و ۰/۱ دلار است [۹]. با برابر فرض کردن هزینه ساخت و تجهیز تأسیسات مربوط به متراکم سازی 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 ۲- ارائه شده است.

در این جدول دو نوع هزینه تعریف شده؛ هزینه نخست (ستون سوم) که

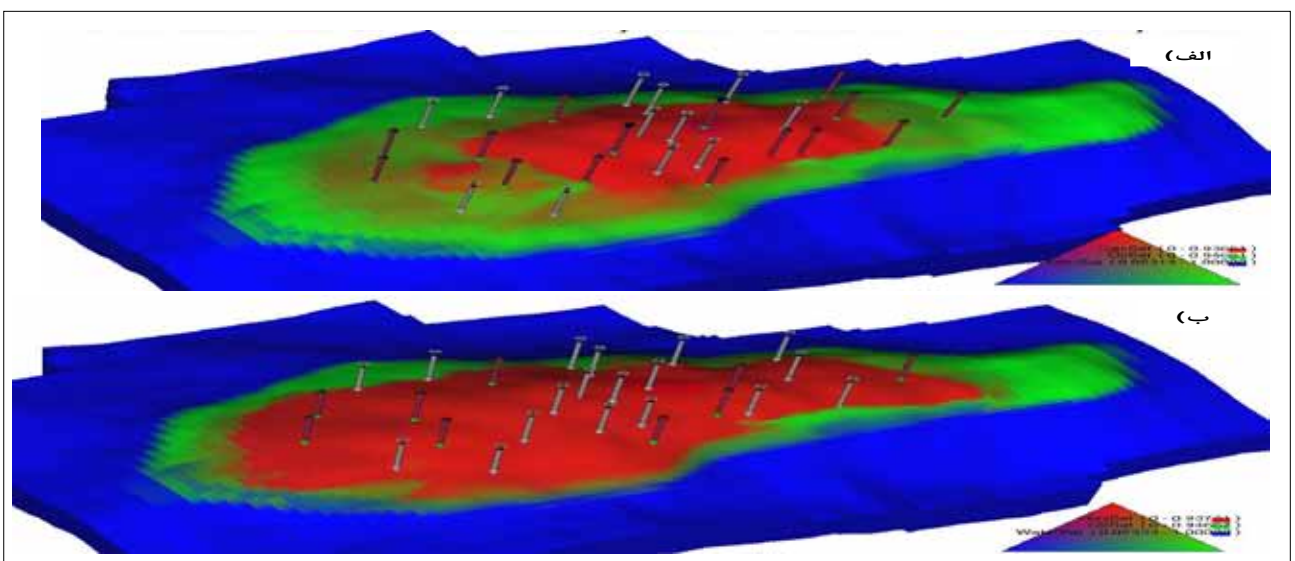
هزینه انجام عملیات تزریق بدون احتساب سود حاصل از منابع هیدروکربنی اضافه شده (اعم از نفت خام و گاز طبیعی به عنوان یک منبع با ارزش) است و همچنین هزینه نهایی که مجموع هزینه انجام عملیات و سود حاصل از تولید نفت خام و گاز طبیعی است. به عنوان مثال در صورت استفاده از گاز احتراق، علاوه بر افزایش ۱۱ درصدی ضریب برداشت، تنها نیاز به سوزاندن ۴۰ درصد گاز تزریقی (۲۰ میلیون فوت مکعب در روز) در سناریوی نخست است و ۶۰ درصد از گاز قابل استفاده برای فروش باقی خواهد ماند. بنابراین هزینه نهایی این سناریو از رابطه ۱- محاسبه می شود:

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

که در آن C_T , $IOIP$, O_p , G_p , RS , G_s , F_p , F_f به ترتیب هزینه نهایی روش تزریق گاز احتراق، ضریب افزایش برداشت، میزان نفت در جای اولیه،



شکل ۴ | حرکت جبهه گاز در حالت الف) تزریق ۵۰ MMScf/D گاز طبیعی ب) تزریق ۲۸۰ MMScf/D گاز احتراق



شکل ۵ | درصد اشباع نفت (سبز)، گاز (قرمز) و آب (آبی) در اثر تزریق گاز در سال ۲۰۴۳ الف) سناریوی بازگردانی گاز طبیعی ب) سناریوی تزریق گاز احتراق



تولید برق، امکان جمع‌آوری و کاهش گاز گلخانه‌ای دی‌اکسید کربن نیز فراهم خواهد شد.

نتیجه‌گیری

با انجام شبیه‌سازی و مطالعات فنی-اقتصادی روش‌های مختلف تزریق گاز مورد مطالعه در یکی از مخازن جنوب کشور نتایج زیر حاصل شد:

- گازهای حاصل از احتراق گاز طبیعی، منبعی مطمئن برای تأمین گاز تزریقی جهت فرآیند ازدیاد برداشت هستند.
- این روش نسبت به سایر روش‌های تزریق گاز (تزریق نیتروژن، دی‌اکسید کربن و گاز طبیعی) از درصد بازیافت نفت بیشتری برخوردار است.
- از گرمای احتراق گاز طبیعی مخزن می‌توان برای ایجاد یک نیروگاه حرارتی تولید برق استفاده کرد.
- این روش به دلیل تزریق دوباره دی‌اکسید کربن تولیدی از احتراق به مخزن، سبب کاهش تولید گازهای گلخانه‌ای نیز شده و نسبت به سایر روش‌ها سازگاری بیشتری با محیط زیست دارد.
- طی این مطالعه در یکی از مخازن جنوب کشور مشخص شد که با تزریق گاز احتراق جهت ازدیاد برداشت، تا ۶۰ درصد در مصرف گاز طبیعی صرفه‌جویی شده و ضریب بازیافت نیز بیش از ۱۱ درصد افزایش خواهد یافت.
- در این روش به دلیل زیاد بودن درصد نیتروژن همراه که باعث افزایش حجم گاز تزریقی و کاهش حداقل فشار امتزاجی آن شده، فشار مخزن چندان افت نکرد که این عامل سبب ثابت ماندن نسبت گاز به نفت مخزن گردید. از سوی دیگر در این روش جبهه گاز کمتر از سایر روش‌ها دچار روراندگی خواهد شد. ■

قیمت هر بشکه نفت، قیمت هر فوت مکعب گاز طبیعی، نسبت گاز به نفت مخزن، میزان گاز طبیعی صرفه‌جویی شده در روز، قیمت هر فوت مکعب گاز احتراق و نرخ روزانه تزریق گاز احتراق است که در ۳۵ سال تولید و ۳۶۵ روز هر سال ضرب شده است. باید توجه داشت که این محاسبات با صرف نظر از هزینه ساخت تجهیزات تزریق انجام شده که البته در نتیجه مقایسه تأثیر چندانی ندارد. با توجه به جدول ۲، روش تزریق گاز احتراق علاوه بر سازگاری بیشتر با محیط زیست نسبت به سایر روش‌های مورد مطالعه، صرفه اقتصادی بیشتری نیز دارد. در صورت انجام صحیح این روش می‌توان تمام گازی که با سوختن در نیروگاه‌های حرارتی تولید برق سبب آلودگی‌های زیست‌محیطی می‌شود را جمع‌آوری و به مخزن تزریق کرد. به این ترتیب روش تزریق گاز احتراق، سبب افزایش بازده نهایی تولید (در این مطالعه بیش از ۶ درصد؛ معادل ۳۰۰ میلیون بشکه نفت) و ایجاد امکان استفاده از گاز طبیعی مخزن در کوتاهترین زمان (۴۰ درصد صرف سوختن و تولید برق و ۶۰ درصد صرف فروش گاز طبیعی) می‌شود. یعنی علاوه بر

۲ | مقایسه اقتصادی سناریوهای مختلف تزریق در مخزن مورد مطالعه

عنوان عملیات	سرعت تزریق (MScf/\$)	سرعت تزریق (MScf/D)	مجموع هزینه تزریق (\$MM)	میزان افزایش بازیافت (%)	سود نفت تولید افزوده (MMS) شده	کل بهروری (\$MM)
تزریق CO ₂	۱	۲۸۰۰۰	۴۸۶/۷۸	۵	۲۵	۲۶/۶۵
تزریق N ₂	۸/۰	۲۰۰۰۰	۲۲۹۶	۹/۷	۴۸/۵	۴۸/۳۵
تزریق گاز طبیعی	۳۵/۳	۵۰۰۰	۲۱۴۶	۵	۲۵	۲۲/۸۵
تزریق گاز احتراق	۱/۰	۲۸۰۰۰	۳۵/۶	۱۱	۵۵	۵۵/۹۲

پانویس‌ها

¹balaghimehdi@gmail.com

²S.Shokrolahzadel@ahwaz.put.ac.ir

³Minimum Miscible Pressure (MMP)

⁴breakthrough

⁵gas recycling

⁶Gas Oil Ratio (GOR)

⁷gas-override

⁸Enganced Oil Recovery (EOR)

⁹undersaturate

¹⁰ fingring

¹¹ American Energy Inistitue

منابع

- [1] Vladimir Alvarado, Eduardo Manrique, "Enhanced Oil Recovery: An Update Review", *Energies* 2010, 3, 1529-1575; Doi:10/3390/En3091529.
- [2] Oil & Gas Journal; EOR Surveys 1980-2010; Http://Www.Ogj.Com/Articles/Print/Volume-108/Issue-14/Technology/Special-Report-Eor.Html
- [3] Moritis, G., 2008, Worldwide EOR Survey. *Oil Gas J.* 2008, 106, 41-42, 44-59.
- [4] Eissa Mohamed, El-M. Shokir - King Saud University, Riyadh; "Co₂-Oil Minimum Miscibility Pressure Model For Impure And Pure Co₂ Streams"; Offshore Mediterranean Conference And Exhibition, March 28 - 30, 2007, Ravenna, Italy.
- [5] Nathan E., Hultman A, "Carbon Sequestration"; *Encyclopedia Of Energy Engineering And Technology*; 07 Feb 2008.
- [6] Satoru Takahashi, Yoshihisa Hayashi, Shunya Takahashi, Nintoku Yazawa, Japan National Oil Corporation; Hemanta Sarma, U. Of Adelaide; "Characteristics And Impact Of Asphaltene Precipitation During CO₂ Injection In Sandstone And Carbonate Cores: An Investigative Analysis Through Laboratory Tests And Compositional Simulation"; 2003; SPE 84895.
- [7] S.R. Shadizadeh, Petroleum U. Of Technology, And D. Rashtchian And S. Moradi, Sharif U. Of Technology; "Simulation Of Experimental Gas-Recycling Experiments In Fractured Gas/Condensate Reservoirs"; 2006; SPE 99647.
- [8] Holcomb, G.B., Alcocer, C.F., Montana C.; "Economic Evaluation For Steam Injection Projects: A Simplified Model". 1985; SPE 13768-MS.
- [9] Hamid Reza Jahangiri, Dongxiaozhang; "Optimization Of The Net Present Value Of Carbon Dioxide Sequestration And Enhanced Oil Recovery" 2011; SPE 21985-MS.