



امکان‌سنجی کاهش انتشار دی‌اکسید کربن نیروگاه رامین با تزریق این‌گاز به میدان رامشیر

محمدباقر صدیقی عبدلی*، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب
چکیده

یکی از راه‌های کاهش انتشار دی‌اکسید کربن در جو، تزریق این‌گاز در مخازن نفت و گاز با هدف افزایش ضریب بازیافت است. در کشور ما برای افزایش ضریب بازیافت و تولید بیشتر از میادین نفتی، گاز طبیعی به مخزن تزریق می‌شود. به دلیل افزایش روزافزون مصرف داخلی گاز طبیعی و امکان صادرات آن به سایر کشورها، محدودیت‌هایی جهت استفاده از این‌گاز برای تزریق به وجود آمده است. بنابراین استفاده از گاز دی‌اکسید کربن به جای گاز طبیعی، می‌تواند مدنظر قرار گیرد.

در این تحقیق امکان کاهش انتشار دی‌اکسید کربن منتشر شده از نیروگاه رامین اهواز با تزریق این‌گاز در میدان نفتی رامشیر و مقایسه اقتصادی آن با تزریق گاز غنی مورد بررسی قرار گرفته است. نیروگاه مذکور روزانه ۷ میلیون متر مکعب (۱۲۶۰۰ تن در روز) دی‌اکسید کربن وارد جو می‌کند که این میزان می‌تواند منبع قابل توجهی برای تأمین ۱/۷ میلیون متر مکعب (۳۱۵۰ تن در روز) گاز مورد نیاز جهت تزریق در میدان نفتی مورد اشاره باشد. برای انتقال این میزان گاز به محل تزریق خط لوله‌ای به طول ۱۴۰ کیلومتر و قطر ۸ اینچ مورد نیاز است. مجموع توان مورد نیاز برای مترکم‌سازی گاز با احتساب ایستگاه‌های بین‌راهی و تزریق، حدود ۲۴۴۰۰ اسب بخار محاسبه شده است. نتایج بررسی اقتصادی نشان می‌دهد که خالص ارزش فعلی سناریوی تزریق گاز دی‌اکسید کربن در مقایسه با تزریق گاز غنی بیشتر بوده و تزریق این‌گاز اقتصادی‌تر از تزریق گاز غنی می‌باشد. از مزایای زیست‌محیطی این سناریو نیز، ذخیره‌سازی حدود ۲۶ میلیون تن دی‌اکسید کربن در مخزن رامشیر می‌باشد.

واژگان کلیدی: دی‌اکسید کربن، ضریب بازیافت نفت، توان، خط لوله، نیروگاه

مقدمه

استفاده از سوخت‌های فسیلی برای تأمین انرژی، باعث انتشار گازهای گلخانه‌ای و آلاینده‌های هوا و به تبع آن ایجاد مشکلات زیست‌محیطی در سطح جهان شده است. بر اساس گزارشات سازمان جهانی تغییرات آب و هوا (IPCC) حدود سه چهارم از کل انتشار گاز دی‌اکسید کربن به جو، مربوط به احتراق سوخت‌های فسیلی می‌باشد [۱]. دی‌اکسید کربن یکی از محصولات احتراق و گازهای گلخانه‌ای است که بیشترین تأثیر را در پدیده گرمایش جهانی دارد. از نظر استعداد گرمایش جهانی^۱ دی‌اکسید کربن حائز رتبه اول است (سهام این‌گاز در گرمایش زمین حدود ۶۰ درصد گزارش شده است) [۲]. بیش از یک‌سوم از کل دی‌اکسید کربن منتشر شده در جو، مربوط به نیروگاه‌های برق با سوخت فسیلی است. یک نیروگاه برق ۱۰۰۰ مگاواتی با سوخت گاز طبیعی، حدود ۴-۳ مگاتن در سال دی‌اکسید کربن وارد جو می‌کند [۳]. یکی از راه‌های کاهش انتشار دی‌اکسید کربن، ذخیره‌سازی آن در مخازن نفتی با هدف افزایش ضریب بازیافت نفت می‌باشد [۴]. در مقایسه با سایر روش‌های ازدیادبرداشت، تزریق دی‌اکسید کربن این توانایی را دارد که در حالت فوق‌بحرانی به ناحیه‌هایی که امکان ورود آب به آنها وجود ندارد وارد شده و نفت گیرافتاده که توسط سایر روش‌ها قابل تولید نیست را خارج

اولین ابداع^۱ برای فن‌آوری ازدیاد برداشت با تزریق دی‌اکسید کربن در سال ۱۹۵۲ توسط ورتون^۲، بروان اسکامپی^۳ و دایز^۴ از شرکت پالایش آتلانتیک مطرح شده و مورد موافقت قرار گرفت. در سال ۱۹۶۴ یک آزمایش میدانی که شامل تزریق مقادیری دی‌اکسید کربن در مخزن بود در میدان استرا^۵ انجام گردید. نتایج نشان داد که با تزریق دی‌اکسید کربن در مقایسه با تزریق آب، ۸۲-۵۳ درصد نفت بیشتری حاصل خواهد شد. در سال ۱۹۷۲ اولین پروژه صنعتی ازدیاد برداشت با تزریق دی‌اکسید کربن راه‌اندازی گردید. این پروژه در منطقه ساکروک^۶ واقع در غرب تگزاس و در میدان نفتی اسکوری کانتی^۷ اجرا گردید. تا سال ۲۰۱۰ حدود ۱۲۴ پروژه ازدیاد برداشت با تزریق دی‌اکسید کربن انجام شد که حاصل آنها تولید اضافی به میزان ۳۰۳۰۰۰ بشکه در روز بود [۵]. از این میزان، آمریکا با ۱۱۴ عدد، بیشترین پروژه تزریق دی‌اکسید کربن را دارا بوده است. اکثر پروژه‌های تزریق دی‌اکسید کربن مورد اشاره به شکل امتزاجی هستند (۱۱۷ عدد از ۱۲۴ پروژه). بزرگ‌ترین پروژه غیر امتزاجی نیز در کشور ترکیه در میدانی بنام بتی‌رمس^۸ با تولید ۷ هزار بشکه نفت در روز انجام گرفته است.

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

فرآیندی است که برای طراحی تأسیسات نفت و گاز و صنایع پالایشگاهی تهیه شده و در این تحقیق از آن برای حالت‌های پایا و دینامیک جهت طراحی کارخانه‌ها، ارزیابی و بررسی عملکرد تأسیسات و حذف خطاها استفاده شده است. نرم‌افزار EOR-gui نیز برای تخمین عملکرد مخزن استفاده می‌شود. هدف اصلی این نرم‌افزار غربال‌گری فرآیندهای ازدیاد برداشت است. برای محاسبه و تخمین ضریب بازیافت مخزن تحت تأثیر فرآیند تزریق دی‌اکسید کربن از رابطه ارائه شده توسط کراریدج استفاده شده است (روابط ۱-۸ تا ۱۲).

$$Np = (\alpha + (Fi)BT) / (1 + \alpha) \quad (1)$$

$$\alpha = 1.6 / K [(Fi - (Fi)bt) / 1 - (Fi)bt] (1.28 / k)^{0.26} \quad (2)$$

کمیت‌های به کار رفته در روابط ۱-۲ و ۲ از روابط زیر قابل محاسبه است:

$$\text{Log}(Fi)bt = 0.2232 \text{Log}k^2 - 1.3847 \text{Log} - 0.1809 \quad (3)$$

$$K = EHG \quad (4)$$

$$E = [0.78 + 0.22M^{1/4}]^4 \quad (5)$$

$$M = \mu_o / \mu_s \quad (6)$$

$$H = 10^{[Vop / (1 - Vdp)]^{0.2}} \quad (7)$$

$$G = 0.565 (Th / Tv) + 0.87 \quad (8)$$

$$Th / Tv = 2.5271 K_v \times A \times \Delta p / (q \times \mu_s)$$

Fi: نسبت حجم گاز تزریقی به فضای متخلخل اشغال شده مخزن توسط نفت
 (Fi) bt: نسبت حجم گاز تزریقی به فضای متخلخل مخزن در محل چاه‌های تولیدی نفت

Np: افزایش ضریب بازیافت نفت

K: ضریب کوال

M: نسبت تحرک دو سیال

μ_o : گرانیوی نفت

μ_s : گرانیوی دی‌اکسید کربن

Vdp: ضریب دیکسترا پارسونز

A: مساحت ناحیه تزریقی

Q_{gross} : نرخ تزریق

Δp : اختلاف چگالی نفت و دی‌اکسید کربن

K_v : تخلخل مخزن در جهت عمودی

کند [۵]. تعداد پروژه‌های ازدیاد برداشت با تزریق دی‌اکسید کربن تا سال ۲۰۱۰ حدود ۱۲۴ پروژه (با تولید اضافی به میزان ۳۰۳۰۰ بشکه در روز) بوده است. حدود ۱۱۷ عدد از کل پروژه‌های مذکور در ایالات متحده و مابقی در سایر کشورهای اجرا شده‌اند [۶]. مراحل اصلی فرآیند ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در سازندهای زمین‌شناسی (مخازن نفت و گاز متروکه، لایه‌های زغال‌سنگ، آبدی‌های نمکی عمیق، گنبدی‌های نمکی، مخازن نفت و گاز فعال و بستر اقیانوس) عبارتند از جداسازی دی‌اکسید کربن از گاز دودکش، تراکم، انتقال و ذخیره در مخزن [۷]. جداسازی دی‌اکسید کربن از جریان گاز و استفاده از آن در کاربردهای مختلف با روش‌های جذب فیزیکی، شیمیایی، جذب سطحی، غشاء و سرماسازی صورت می‌گیرد. انتخاب هر یک از روش‌های جداسازی به فشار جزئی دی‌اکسید کربن در جریان گاز، میزان بازیافت دی‌اکسید کربن مورد نیاز، احیاء حلال، حساسیت به ناخالصی‌ها، درجه خلوص دی‌اکسید کربن، هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری، هزینه مواد ضد رسوب خوردگی و مسائل زیست‌محیطی وابسته است [۸]. در بسیاری از صنایع و نیروگاه‌ها برای جداسازی دی‌اکسید کربن از روش جذب شیمیایی و حلال منواتانول‌امین (MEA) استفاده شده است. استفاده از منواتانول‌امین برای جداسازی دی‌اکسید کربن نخستین بار در ۶۰ سال پیش به کار گرفته شد [۹]. این حلال برای شرایطی که فشار و غلظت دی‌اکسید کربن در جریان گاز کم باشد گزینه مناسبی خواهد بود. در فرآیند انتقال دی‌اکسید کربن برای فواصل طولانی و مقادیر زیاد از خط لوله استفاده می‌شود. برای افزایش بازده انتقال و افزایش امکان جابجایی جرم زیادی از سیال در واحد حجم، باید انتقال گاز در شرایط فوق بحرانی صورت گیرد [۱۰]. هزینه ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن شامل هزینه جداسازی، تراکم، انتقال و تزریق می‌باشد. هزینه جداسازی دی‌اکسید کربن حدود ۷۵ درصد کل هزینه ذخیره‌سازی را به خود اختصاص می‌دهد [۱۱]. اگر جداسازی دی‌اکسید کربنی که به وسیله فعالیت‌های انسان تولید می‌شود با قیمت ارزان‌تری انجام گردد، این گاز می‌تواند به‌عنوان یک منبع مد نظر قرار گیرد. با توجه به این که حدود ۸۰ درصد نفت تولیدی ایران از مخازن نفتی جنوب کشور تأمین می‌شود و هم‌چنین نزدیکی نیروگاه‌های برق به مخازن نفتی این منطقه، پتانسیل استفاده از دی‌اکسید کربن بلااستفاده خروجی دودکش‌های نیروگاه‌های برق برای ازدیاد برداشت نفت از مخازن جنوب کشور وجود دارد. در این تحقیق امکان استفاده از دی‌اکسید کربن خروجی از دودکش‌های نیروگاه رامین جهت تزریق در میدان نفتی رامشیر بررسی شده است.

۱- روش بررسی

اطلاعات مورد نیاز تحقیق شامل اطلاعات سنگ و سیال مخزن، شرایط اقلیمی، ترکیب و میزان گازهای خروجی دودکش‌های نیروگاه و اطلاعات اقتصادی است. ترکیب و مشخصات گاز دودکش نیروگاه از طریق نمونه‌گیری طی یک دوره شش‌ماهه حاصل شد. با استفاده از نرم‌افزارهای HYSYS و PIPESIM و EOR-gui کار شبیه‌سازی خط لوله، واحدهای تراکم و غربال‌گری مخزن انجام شد. نرم‌افزار PIPESIM برای طراحی سیستم‌های نفت و گاز برای حالت پایا و چندفازی تهیه شده که در این تحقیق از آن برای شبیه‌سازی خطوط لوله انتقال استفاده شد. نرم‌افزار HYSYS یک شبیه‌ساز

برای ارزیابی اقتصادی پروژه‌ها به روش خالص ارزش فعلی (NPV) از رابطه ۹- استفاده شد [۱۸]:

$$NPV = \sum NCF / (1 + \mu)^n \quad (9)$$

که در این معادله NCF جریان خالص و جوه نقدی، N عمر پروژه، μ نرخ تنزیل و n دوره سالانه می‌باشد.

۲- یافته‌ها

۱-۲- برآورد ترکیب و میزان گازهای گلخانه‌ای خروجی نیروگاه
 برای تعیین ترکیب گاز خروجی از دودکش‌های نیروگاه رامین



صورت گرفت. نتایج نشان داد میزان افزایش ضریب بازیافت برای تزریق دی اکسید کربن حدود ۱۰ درصد می باشد. در جدول ۲- نتایج محاسبات برآورد ضریب بازیافت تزریق دی اکسید کربن با نتیجه محاسبات تزریق گاز طبیعی سبک و غنی که توسط شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب انجام گردیده ارائه شده است. نتایج نشان می دهد ضریب بازیافت نفت با تزریق دی اکسید کربن بیشتر از ضریب بازیافت با تزریق گاز سبک و کمتر از ضریب بازیافت با تزریق گاز غنی می باشد.

۲-۴- حدافل فشار امتزاج (MMP) دی اکسید کربن در میدان رامشیر

حدافل فشار امتزاج، کمترین فشاری است که در آن دی اکسید کربن با نفت مخزن تشکیل یک سیال تک فاز می دهد. این عدد بر اساس دمای مخزن، جرم مولکولی پنتان و اجزاء سنگین تر از پنتان و با استفاده از رابطه تجربی کرانکیست^{۱۶} (رابطه-۱۰) حاصل می شود [۱۴]:

$$MMP = 15.988T^{0.744206} + 0.0011038MW_{CS+} \quad (10)$$

در این رابطه T دما بر حسب درجه فارنهایت و MW_{CS+} جرم مولکولی پنتان و اجزاء سنگین تر از آنست.

بر اساس اطلاعات موجود در کتابچه آمار سالیانه ذخایر، تولید و چاه‌ها در سال ۹۰ در اداره ارزیابی مخازن شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب،

آزمایش‌های لازم انجام شد. تعداد نمونه‌های اخذ شده ۲۸۸ عدد بوده که نمونه گیری با آنالیزر^{۱۳} و به شکل قرائت مستقیم در دمای میانگین ۱۲۲ درجه سانتی گراد و فشار میانگین ۳۵۴ کیلوگرم نیرو انجام شد. نرخ هر دودکش حدود ۳۸۰/۶ متر مکعب در ثانیه برآورد گردید. بر اساس نتایج این آزمایش‌ها، ترکیب و میزان گازهای گلخانه‌ای در گاز دودکش این نیروگاه در جدول ۱- آورده شده است.

مطابق جدول ۱- حداقل میزان دی اکسید کربن معادل ۲۴۰ میلیون فوت مکعب در روز می باشد که از نیاز مخزن (حدود ۶۰ میلیون فوت مکعب) بیشتر است. بنابراین امکان تأمین گاز مورد نیاز برای تزریق به مخزن از نیروگاه رامین وجود دارد.

۲-۲- بررسی مناسب بودن مخزن رامشیر جهت تزریق دی اکسید کربن

برای بررسی مناسب بودن مخزن رامشیر برای تزریق دی اکسید کربن از روش غربال گری استفاده شده است. معیارهای غربال گری در این نرم افزار، معیارهای ارائه شده توسط تیبیر^{۱۴} و همکاران می باشد [۱۳]. عوامل مؤثر برای مخزن عبارتند از درجه سبکی نفت، گرانیوی، نوع سازند، ضخامت لایه نفتی، تراوایی، عمق و دمای مخزن. مقادیر کمیت‌های مذکور در نرم افزار وارد شده و نتایج حاصل از شبیه سازی نشان می دهد که از بین فرآیندهای ازدیاد برداشت بررسی شده (تزریق دی اکسید کربن، تزریق نیتروژن، تزریق گاز احتراق، تزریق پلیمر، تزریق بخار و تزریق هیدروکربن)، تزریق غیرامتزاجی دی اکسید کربن به ترتیب دارای امتیاز ۷۸ و ۸۳ درصد می باشد. این نتایج نشان می دهد مخزن رامشیر گزینه مناسبی برای تزریق دی اکسید کربن است.

۲-۳- محاسبه ضریب بازیافت نفت در اثر تزریق دی اکسید کربن

برای محاسبه و تخمین ضریب بازیافت مخزن در اثر تزریق دی اکسید کربن از رابطه ارائه شده توسط کراریدج استفاده شده است [۱۲]. برای امکان مقایسه بین تزریق گاز غنی با تزریق دی اکسید کربن، مقادیر کمیت‌های نرخ تزریق، کل تزریق و مدت زمان تزریق برابر فرض شد و محاسبات بر این اساس

۲ | نتایج مقایسه ضریب بازیافت نفت مخزن رامشیر برای تزریق سیالات مختلف

حالت تزریق	سیال تزریقی	نرخ تزریق (میلیون متر مکعب)	مدت زمان تزریق (سال)	ضریب بازیافت (درصد)
تخلیه طبیعی		۰	۰	۲۷
تزریق گاز خشک	گاز طبیعی	۶۰	۳۸	۳۵/۱
تزریق گاز غنی	گاز غنی طبیعی	۶۰	۳۸	۳۹/۸
تزریق گاز دی اکسید کربن	گاز دی اکسید کربن	۶۰	۳۸	۳۷

۱ | ترکیب گاز خروجی دودکش‌های نیروگاه رامین در اهواز

ردیف	اجزاء (واحد)	مقدار حداقل	مقدار حداکثر	مقدار مجاز	حداقل گاز منتشره (میلیون فوت مکعب)	حداکثر گاز منتشره (میلیون فوت مکعب)
۱	O ₂ (درصد)	۵/۵	۹		۱۷۵	۲۸۷
۲	CO ₂ (درصد)	۷/۵	۱۱		۲۴۰	۲۹۸
۳	CO (ق د م)	۰	۲/۳	۱۴۰	۰	۰/۰۱۰۲
۴	NO (ق د م)	۱۷۴	۴۴۰			
۵	NO ₂ (ق د م)	۰	۷			
۶	NO _x (ق د م)	۱۷۴	۴۴۰	۳۴۰	۰/۵۵۵	۱/۴۱۶
۷	SO ₂ (ق د م)	۰	۱۰۴۰	۸۰۰	۰	۳/۳۲

۴۶۰۰ پام فراهم خواهد شد.

۲-۶- فرآیندهای مورد نیاز برای آماده‌سازی گاز جهت انتقال و تزریق

درجه خلوص دی‌اکسید کربن برای تزریق در میداین نفتی باید بیشتر از ۹۵ درصد بوده و فشار گاز از فشار حدود اتمسفر به فشار لازم برای تزریق گاز در مخزن افزایش یابد. بنابراین با توجه به ترکیب گاز دود کش، ضروری است جهت آماده شدن گاز برای انتقال و تزریق در میدان، فرآیندهای لازم روی آن انجام گردد. فرآیندهای مذکور شامل جداسازی دی‌اکسید کربن از گاز دود کش، آماده کردن این گاز برای انتقال در شرایط فوق بحرانی (تراکم و نم‌زدایی)، انتقال آن از طریق خطوط لوله و تزریق این گاز در مخزن می‌باشد (شکل-۱).

۲-۷- خط لوله انتقال و ایستگاه تزریق

برای انتقال دی‌اکسید کربن می‌توان از خط لوله، تانکر و کشتی استفاده کرد. از میان روش‌های مذکور، خط لوله برای انتقال مقادیر زیاد گاز و جابجایی در فواصل طولانی استفاده می‌شود. در این بخش، تعیین قطر بهینه برای انتقال ۶۰ میلیون فوت مکعب دی‌اکسید کربن از نیروگاه رامین به میدان رامشیر است. فاصله نیروگاه تا میدان حدود ۱۴۰ کیلومتر، پروفایل مسیر تقریباً هموار و فشار مورد نیاز برای تزریق در سرچاه‌ها ۲۳۰۰ پام می‌باشد. در محاسبات هیدرولیکی خط لوله، هدف تعیین قطر بهینه و اقتصاد خط لوله انتقال است. در انتخاب قطر بهینه، قطری مدنظر است که هزینه‌های تراکم گاز و انتقال آن حداقل گردد. بر این اساس برای تعیین قطر خط لوله علاوه بر مسائل فنی انتقال دی‌اکسید کربن، موضوع اقتصادی بودن آن نیز بررسی خواهد شد. شبیه‌سازی خط لوله انتقال برای قطرهای ۶ تا ۱۸ اینچ به وسیله نرم‌افزار PIPESIM انجام گردیده و نتایج آن در جدول ۳ ارائه شده است.

در این محاسبات فشار ابتدای مسیر ۲۰۰۰ پام فرض شده و تا مسافتی که سیال در شرایط فوق بحرانی باقی بماند نیاز به تراکم مجدد نیست. در غیر این صورت ضروری است فشار سیال دوباره افزایش یابد. به عنوان مثال برای انتقال

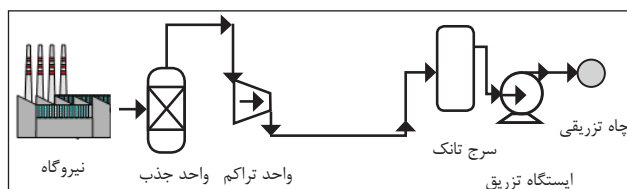
دمای مخزن حدود ۲۰۰ درجه فارنهایت است. برای محاسبه جرم مولکولی C5+ از نتایج آزمایش‌های کامل PVT مورد مطالعه استفاده شده است. بر اساس اطلاعات بالا استفاده از رابطه هم‌بسته کرانکیست، حداقل فشار امتزاج دی‌اکسید کربن در مخزن رامشیر ۴۶۵۲ پام محاسبه شده است.

۲-۵- محاسبه فشار سرچاه

فشار دی‌اکسید کربن در سرچاه باید به گونه‌ای انتخاب شود که فشار لازم در ته‌چاه برای تزریق دی‌اکسید کربن در مخزن و امتزاج آن با نفت مخزن فراهم گردد. در این حالت فشار ته‌چاه باید به اندازه کافی از فشار مخزن بیشتر و البته از فشار شکست سنگ مخزن کمتر باشد. بنابراین فشار گاز تزریقی باید حدود ۹-۱۸ درصد بیشتر از فشار مخزن باشد [۱۵]. فشار شکست سنگ مخزن از رابطه ۱۱ محاسبه می‌شود [۱۶]:

$$(11) \quad \text{ضریب} \times \text{عمق مخزن} = \text{فشار شکست مخزن}$$

با استفاده از رابطه ۱۱، فشار شکست سنگ مخزن حدود ۵۳۳۱ پام به دست می‌آید. با توجه به فشار فعلی مخزن (حدود ۳۸۰۰ پام) فشار ته‌چاه نباید کمتر از ۴۴۸۵ پام باشد. از طرفی بر اساس حداقل فشار امتزاج که حدود ۴۵۶۲ پام محاسبه شده، فشار ته‌چاه باید حداقل معادل فشار امتزاج یعنی ۴۵۶۲ پام باشد. بنابراین در محاسبات فشار سرچاه، فشار ته‌چاه معادل ۴۶۰۰ پام در نظر گرفته شده است. فشار سرچاه با نرم‌افزار PIPESIM، ۲۳۰۰ پام محاسبه شده است. در این فشار امکان تأمین فشار ته‌چاه برای تزریق گاز به مخزن به میزان



شکل ۱ | فرآیندهای لازم برای آماده‌سازی گاز تزریق

جدول ۳ | هیدرولیک خط لوله انتقال

حالت سیال	نسبت سرعت سایش	سرعت سیال	تعداد ایستگاه‌های بین‌راهی	فشار سرچاه (پام)	فشار انتهای خط (پام)	فشار ابتدای خط (پام)	طول (کیلومتر)	قطر (اینچ)
تک‌فاز-مایع	۰/۸۱	۱۶	۹	۲۳۰۰	۱۲۰۰	۲۰۰۰	۱۴۰	۶
تک‌فاز-مایع	۰/۴	۹	۳	۲۳۰۰	۱۴۰۰	۲۰۰۰	۱۴۰	۸
تک‌فاز-مایع	۰/۳	۶	۲	۲۳۰۰	۱۵۳۵	۲۰۰۰	۱۴۰	۱۰
دو فاز	۰/۲	۳/۶	۱	۲۳۰۰	۱۸۱۸	۲۰۰۰	۱۴۰	۱۲
دو فاز	۰/۱۴	۲/۶	۱	۲۳۰۰	۱۹۱۸	۲۰۰۰	۱۴۰	۱۴
دو فاز	۰/۱۱	۲	۱	۲۳۰۰	۱۹۶۶	۲۰۰۰	۱۴۰	۱۶
دو فاز	۰/۰۸	۱/۵	۱	۲۳۰۰	۱۹۸۰	۲۰۰۰	۱۴۰	۱۸



تراکم معمولاً حدود ۲۰۰۰ پام در نظر گرفته می‌شود که در این فشار، سیال در شرایط فوق بحرانی قرار دارد. توان مورد نیاز برای تراکم گاز عبارت است از انرژی اضافه شده به گاز برای فشارافزایی آن تا فشار مورد نیاز. برای محاسبه توان مصرفی باید اتلاف‌های مکانیکی در کمپرسور به توان گاز اضافه گردد. دی‌اکسید کربن برای رسیدن از فشار حدود اتمسفر به فشار ۲۰۰۰ پام، طی هشت مرحله متراکم می‌شود. شبیه‌سازی واحد تراکم با هدف تعیین توان مصرفی آن توسط نرم‌افزار HYSYS انجام گردید. با ورود اطلاعات در نرم‌افزار، محاسبات لازم برای تعیین توان مصرفی واحد انجام شد که نتایج آن در جدول ۴ ارائه شده است. مجموع توان مورد نیاز برای تراکم حدود ۱۴۷۷۰ کیلووات می‌باشد.

سیال از طریق خط لوله ۸ اینچ، علاوه بر ایستگاه تزریق در محل مخزن، به دو ایستگاه تقویت فشار بین‌راهی در فواصل ۵۰ و ۱۰۰ کیلومتری نیز نیاز است. برای انتخاب قطر بهینه خط لوله از بین خطوط ۶ تا ۱۸ اینچ، ضروری است با توجه به توان مصرفی برای تراکم، انتقال و تزریق گاز از فشار حدود اتمسفر تا فشار مورد نیاز برای تزریق در مخزن، محاسبات اقتصادی صورت گیرد.

۲-۸- ایستگاه تراکم

فشار گاز خروجی از واحد خالص‌سازی دی‌اکسید کربن در حدود فشار اتمسفر است. برای انتقال این گاز به سرچاه و تزریق آن در مخزن ضروری است فشار گاز افزایش یابد. فشار مورد نیاز در خروجی واحد

۴ | نتایج شبیه‌سازی واحد تراکم

کمیت (واحد)	۱	۲	۴	۶	۸	۱۰	۱۲	۱۲ب	۱۴	۱۵
دما (سانتی‌گراد)	۶۰	۱۱۸	۱۴۶	۱۲۹	۱۲۴	۱۱۹	۱۱۷	۱۱۵	۹۲	۶۰
فشار (کیلوپاسکال)	۲۰۱	۳۵۱	۶۳۱	۱۱۱۱	۱۹۲۱	۳۳۰۱	۵۶۴۶	۹۶۳۱	۱۳۹۰۰	۱۳۸۰۰
توان (کیلووات)		۱۹۱۶	۲۸۶۳	۲۲۵۶	۲۰۶۳	۱۸۰۳	۱۶۴۷	۱۴۵۷	۷۵۸	
نرخ (میلیون متر مکعب)	۶۰	۶۰	۶۰	۶۰	۶۰	۶۰	۶۰	۶۰	۶۰	۶۰
جرم مولکولی	۴۴	۴۴	۴۴	۴۴	۴۴	۴۴	۴۴	۴۴	۴۴	۴۴

۵ | انواع هزینه و فرمول‌های محاسبه هر نوع هزینه [۱۷]

تجزیه	نوع هزینه	واحد	هزینه
خط لوله	خرید لوله	قطر (اینچ) طول (مایل)	$64632 + 18/1 \times L (33.0/5 \times D^2 + 68/7 D + 26960)$
	نیروی انسانی	قطر (اینچ) طول (مایل)	$34127 + L (2/343 D^2 + 2.74 D + 17.013)$
	متفرقه	قطر (اینچ) طول (مایل)	$150166 + 18/1 L (8417 D + 7334)$
	راه دسترسی	قطر (اینچ) طول (مایل)	$48.3 + 18/1 L (577 D + 29788)$
	تانک ذخیره دی‌اکسید کربن	دلار	۱۱۵۰۶۳۶
	سیستم کنترل	دلار	۱۱۰۶۳۲
	عملیات و نگهداری	دلار/مایل/سال	۸۶۳۲
	چاه	حفاری	دلار
کمپرسور	احداث	دلار	$\text{Compressor Cost} = \$\text{BHP}2600$
هزینه جذب دی‌اکسید کربن	احداث	دلار/تن	$MC = [(COE)_{cap} - (COE)_{ref}] / [(CE)_{cap} - (CE)_{ref}]$

۹-۲- تعیین قطر بهینه انتقال

از میان قطرهایی که برای انتقال گاز مدنظر قرار گرفته قطری که هزینه‌های انتقال و تراکم آن حداقل باشد قطر بهینه خواهد بود. بر این اساس تغییرات هزینه کل انتقال و تراکم در مقابل قطر در منحنی شکل ۲- رسم شد. همان‌طور که این نمودار نشان می‌دهد قطر بهینه برای انتقال ۸ اینچ خواهد بود.

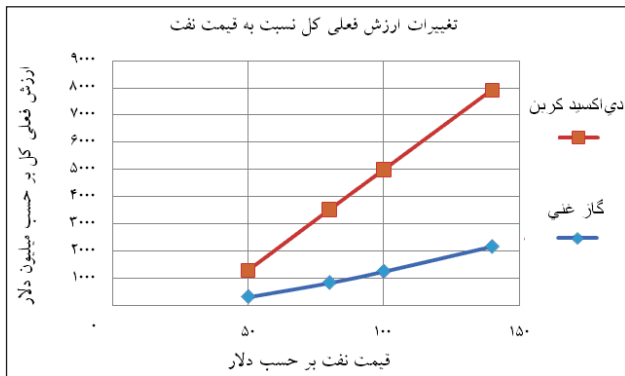
۱۰-۲- روش‌های جداسازی دی‌اکسید کربن

هزینه جداسازی دی‌اکسید کربن در فرآیند جذب کربن، حدود ۷۵ درصد کل هزینه فرآیند است. جداسازی دی‌اکسید کربن از گاز دودکش باروش‌های

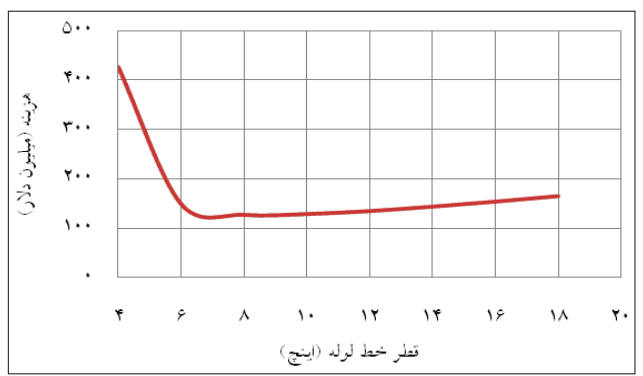
جذب شیمیایی/ فیزیکی، جذب سطحی، غشاءها و سراماسازی صورت می‌گیرد [۲۰]. در این مطالعه با توجه به ترکیب گاز خروجی دودکش و غلظت کم دی‌اکسید کربن، از میان روش‌های مذکور، روش جذب شیمیایی انتخاب گردید.

۱۱-۲- برآورد هزینه

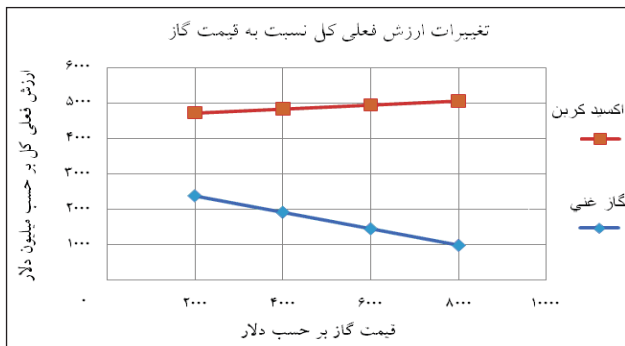
هزینه‌های جداسازی انتقال و تزریق دی‌اکسید کربن و فرمول‌های مربوطه در جدول ۵ آورده شده‌اند. برای برآورد هزینه‌ها از روش آزمایشگاه ملی فن آوری انرژی آمریکا استفاده شده است [۱۷].



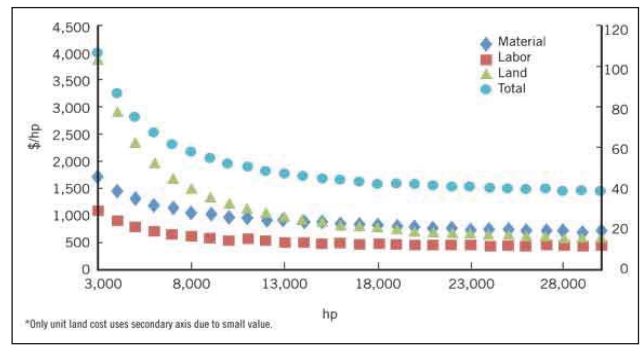
شکل ۵ | تغییرات خالص ارزش فعلی کل نسبت به قیمت نفت



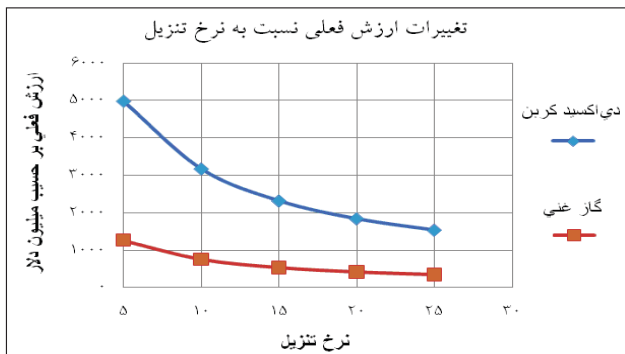
شکل ۶ | تغییرات هزینه تراکم و انتقال بر حسب قطر لوله



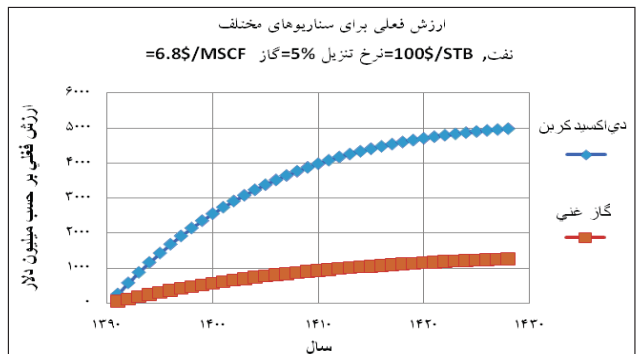
شکل ۷ | تغییرات ارزش فعلی کل نسبت به قیمت گاز



شکل ۸ | تغییرات قیمت توان مصرفی بر حسب مجموع توان ایستگاه تراکم



شکل ۹ | تغییرات خالص ارزش فعلی کل نسبت به نرخ تنزیل



شکل ۱۰ | تغییرات خالص ارزش فعلی کل نسبت به زمان



تزریق گاز غنی و دی اکسید کربن بررسی گردید. نرخ‌های تنزیل، بهره و تورم سالیانه به صورت ارزش فعلی هر سناریو بر مبنای سال ۹۱ محاسبه گردید. بر این اساس محاسبات انجام شد و همانطور که در شکل ۴ آمده است ارزش سناریوی تزریق گاز دی اکسید کربن از ارزش سناریوی تزریق گاز غنی بیشتر می باشد.

۱۳-۲- حساسیت‌سنجی خالص ارزش فعلی سناریوها نسبت به کمیت‌های مختلف

با توجه به متغیر بودن کمیت‌های مختلف اقتصادی و قیمت محصولات، ضروری است میزان حساسیت ارزش هر سناریو نسبت به عوامل مختلف بررسی گردد. در این بررسی، عوامل مهم و تأثیرگذار بر خالص ارزش فعلی هر سناریو شامل قیمت نفت، قیمت گاز، نرخ تنزیل و هزینه جداسازی دی اکسید کربن از گاز دودکش خواهد بود. در شکل‌های ۵-۸ تغییرات

بر آورد هزینه کمپرسور بر اساس توان مصرفی محاسبه می شود. بر اساس نتایج شبیه‌سازی توان مورد نیاز که در جدول ۶ ارائه شده، حدود ۱۴۷۶۰ کیلووات خواهد بود. بر اساس بر آورد انجام شده، قیمت هر اسب بخار مصرفی ۲۶۰۰ دلار در نظر گرفته می شود [۱۸]. جهت بر آورد قیمت هر اسب بخار مصرفی برای کمپرسورهای گاز طبیعی نیز از منحنی شکل ۳ استفاده شده که این نمودار بر اساس کارهای آماری روی پروژه‌های انجام شده در ایالات متحده آمریکا حاصل شده است [۱۹].

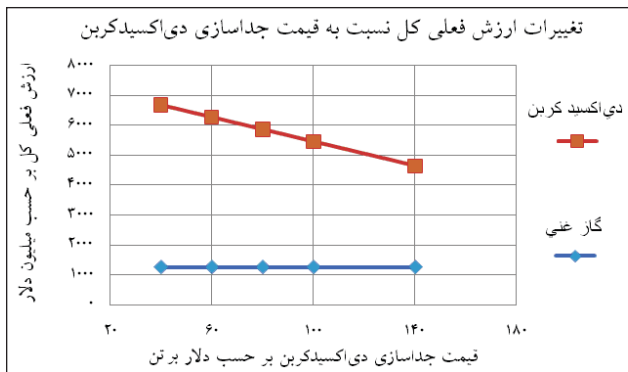
در محاسبه هزینه جذب، روش محاسبه بر اساس آنالیز اطلاعات فنی - اقتصادی پروژه‌های انجام شده برای کنترل دی اکسید کربن است. دو نیروگاه یکی بدون کنترل دی اکسید کربن و دیگری با کنترل دی اکسید کربن مقایسه می شود. در هر دو نیروگاه ظرفیت و میزان سوخت یکسان است. میزان هزینه کنترل یا حذف دی اکسید کربن از رابطه ۱۲ محاسبه می گردد [۲۱]:

$$MC = \frac{[(COE)cap - (COE)ref]}{[(CE)cap - (CE)ref]} \quad (12)$$

در این رابطه، MC هزینه جذب دی اکسید کربن، COE قیمت برق و CE میزان انتشار دی اکسید کربن برای نیروگاه با جذب کربن و بدون جذب کربن می باشد.

۱۲-۲- محاسبات اقتصادی

در مقایسه اقتصادی بین پروژه‌های تزریق دی اکسید کربن و تزریق گاز غنی از روش خالص ارزش فعلی استفاده شده است. با توجه به درآمد حاصل از محصولات مخزن، آنالیز اقتصادی شامل نفت و گازهای همراه و هزینه‌های تولید از قبیل هزینه‌های گاز تزریقی، حفر چاه‌های جدید، تأسیسات جدید مورد نیاز و هزینه‌های عملیات و راهبری تأسیسات در یک دوره تولید صورت می گیرد. ارزش هر سناریو از روش تنزیل جریان و جوجه نقدی^{۱۷} با توجه به آنالیز اقتصادی سناریوهای



۸ تغییرات خالص ارزش فعلی کل نسبت به قیمت جداسازی دی اکسید کربن



۶ نتایج آنالیز اقتصادی واحد جذب با سوخت گاز طبیعی

سال جمع آوری اطلاعات	۲۰۰۵	۲۰۰۵	۲۰۰۵	۲۰۰۸	۲۰۰۸	۲۰۰۸	۲۰۰۸	۲۰۰۸	۲۰۰۹	میانگین
سال انتشار اطلاعات	۲۰۰۷	۲۰۰۷	۲۰۰۷	۲۰۰۹	۲۰۰۹	۲۰۰۹	۲۰۱۰	۲۰۰۷	۲۰۱۰	
توان مصرفی بدون جذب (MW)	۵۰۷	۷۷۶	۵۵۵	۳۹۵	۳۹۵	۳۹۵	۳۹۵	۳۹۵	۵۶۰	۵۲۸
توان مصرفی با جذب (MW)	۴۳۲	۶۶۲	۶۹۶	۳۲۲	۳۶۱	۳۶۱	۳۲۲	۳۶۱	۴۸۲	۴۶۱
بازده گرمایی بدون جذب (LHV)	۲/۵۵	۶/۵۵	۵۵/۲	۵۸	۵۸	۵۸	۵۸	۵۸	۵۵/۹	۵۶/۶
بازده گرمایی با جذب (LHV)	۴۷/۱	۴۷/۴	۴۹/۶	۴۷/۳	۴۹/۷	۴۹/۷	۴۷/۳	۴۷/۱	۴۸/۱	۴۸/۴
میزان انتشار بدون جذب (Kg/MWH)	۳۶۷	۳۷۹	۳۷۹	۳۶۵	۳۷۰	۳۶۵	۳۷۹	۳۷۹	۳۶۲	۳۷۰
میزان انتشار با جذب (Kg/MWH)	۱/۴۳	۶۶	۶۳	۶۰	۶۰	۶۰	۴۳	۶۳	۶۰	۵۵
قیمت برق بدون جذب (USD/MWH)	۶۴	۷۶	۷۶	۶۴	۸۶	۸۶	۶۴	۷۶	۶۷	۷۷
قیمت برق با جذب (USD/MWH)	۸۲	۹۸	۹۵	۹۲	۱۱۰	۱۱۰	۹۲	۹۵	۹۶	۱۰۲
قیمت کنترل یک تن دی اکسید کربن بر حسب دلار USD/t دی اکسید کربن	۶۲	۶۹	۶۰	۸۷	۷۰	۱۲۸	۸۷	۶۰	۹۰	۸۰

خالص ارزش فعلی نسبت به کمیت‌های مورد اشاره آمده است.

نتیجه‌گیری

- تزریق دی‌اکسید کربن نسبت به سایر فرآیندهای ازدیاد برداشت مناسب‌تر بوده و با تزریق این گاز ضریب بازیافت مخزن رامشیر حدود ۳۷ درصد محاسبه شده است.
- مقدار دی‌اکسید کربن خروجی دودکش‌های نیروگاه رامین ۲۴۰ میلیون فوت مکعب محاسبه شد. این میزان از نیاز مخزن رامشیر (حدود ۶۰ میلیون فوت مکعب) بیشتر است؛ بنابراین نیروگاه مذکور منبع مطمئن و مستمری برای تأمین گاز مورد نیاز جهت تزریق در این میدان خواهد بود.
- از میان روش‌های جداسازی دی‌اکسید کربن از گاز دودکش‌های

نیروگاه رامین، به لحاظ اقتصادی و فنی، روش جذب شیمیایی با حلال مونواتانول آمین پیشنهاد می‌شود.

- جهت انتقال و تراکم دی‌اکسید کربن به یک رشته خطلوله به طول ۱۴۰ کیلومتر و قطر ۱۸ اینچ و در مجموع به سه ایستگاه تقویت فشار و یک ایستگاه تراکم در ابتدای خطلوله انتقال، به توانی معادل ۲۴۴۰۰ اسب بخار نیاز است.
- در مقایسه اقتصادی بین گزینه‌های تزریق گاز غنی یا دی‌اکسید کربن، مقدار خالص ارزش فعلی تزریق دی‌اکسید کربن بیشتر بوده و در نتیجه تزریق این گاز از لحاظ اقتصادی به صرفه‌تر می‌باشد.
- با اجرای پروژه تزریق دی‌اکسید کربن در مخزن رامشیر امکان ذخیره ۲۶ میلیون تن دی‌اکسید کربن در مدت ۳۸ سال وجود خواهد داشت. ■

پانویس‌ها

- | | | |
|------------|-------------------------------|----------------------------------|
| 1. patent | 7. Scurry country | 12. Net Present Value |
| 2. Whorton | 8. Bati ramas | 13. Testo350x1 |
| 3. Scim be | 9. Intergovernmental Panel On | 14. Taber |
| 4. Dyes | Climate Change | 15. Minimum Miscibility Pressure |
| 5. Straw | 10. Global Warming Potential | 16. Cronquist |
| 6. Sacroc | 11. Meno Etanol Amin | 17. Discount Cash Flow Analysis |

منابع

- [1] IPCC. Climate change 2001: impacts, adaptation and vulnerability. Contribution of Working Group II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press; 2001.
- [2] Yamasaki A. 2003. An overview of CO2 mitigation options for global warming emphasizing CO2 sequestration options. J Chem Eng; 36(4):361e75.
- [3] Conbolat S. 2005. The effect of CO2 content for oil recovery optimization with sequestration
- [4] Robert C. 2009. Storing CO2 with enhanced oil recovery
- [5] Andrei M, De Simoni M, Delbianco A, Cazzani P, Laura Zanibell L, Enhanced Oil Recovery with CO2 Capture and Sequestration
- [6] Alvarado V, Manrique E, Enhanced Oil Recovery: An Update Review
- [7] Surlis T, Myer. 2004. "Carbon Dioxide Sequestration: State of the Science" California Energy Commission, American Chemical Society
- [8] White C, Strazisar B, Granite E, Hoffman J. 2003. Separation and capture of CO2 from large stationary sources and sequestration in geologic formations coalbeds and deep saline aquifers.
- [9] Stewart C, Hessami M. A study of methods of carbon dioxide capture and sequestration and the sustainability of a photosynthetic bioreactor approach. Energy Convers Manage 2005
- [10] John G., John D. 2005. Transmission of CO2—safety and economic considerations
- [11] Feron P, Hendriks C. 2005. CO2 capture process principles and costs. Oil Gas Sci Technol.
- [12] McCoy S, and Rubin E., 2011. A model of CO2 – flood enhanced oil recovery with applications to oil price influence on CO2 storage costs
- [13] Taber J., 1983. Technical Screening Guides for the enhanced recovery of oil
- [14] Kathryn G. Takacs, Brandon C. Nuttall and Thomas M. Parriss Assessment Kentucky Fields For CO2 Enhanced Oil Recovery
- [15] Lawrence A, Bruce S, Thomas A., 2009. Engineering and Economic Assessment of Carbon Dioxide Sequestration in Saline Formations
- [16] Shafeen A., Croiset E., Douglas P. L., Chatzis I. 2010. CO2 sequestration in Ontario, Canada. Part I: storage evaluation of potential reservoirs A.
- [17] National Energy Technology Laboratory, 2011. Estimating Carbon Dioxide Transport and Storage Costs,
- [18] Gaspar A, 2005, Enhanced Oil Recovery With CO2 Sequestration: A Feasibility Study Of a Brazilian Mature Oilfield
- [19] Rui Z, Motz P, Chen G., 2011, Historical Data and Multiple Nonlinear Regression AI-low Development Of Regional and National Compressor Station Construction Cost Estimation Model
- [20] Olajire. A., 2010, CO2 Capture and separation technologies for end-of-pipe applications. Journal homepage
- [21] Finkenrath M., 2011. Cost and Performance of carbon dioxide capture from power plant, 2011