ارزیابی اقتصادی پروژه‌های تزریق گاز به مخازن نفتی در کشور[1]

سیامک ادیبی[2] ـ علیرضا احمدخانی[3]

چکیده

استفاده صحیح از منابع نفتی کشور، به منظور افزایش طول عمر آنها و برخورداری نسل‌های آینده از این ذخایر خدادادی، ایجاب می‌کند تا با اتخاذ روش‌هایی برای حفظ و صیانت مخازن نفت تلاش شود. یکی از این روش‌ها، تزریق گاز به مخازن نفتی برای افزایش راندمان تولید است. این مقاله می‌کوشد تا با بررسی اجمالی روش‌های ازدیاد برداشت، روش تزریق گاز را مورد بررسی قرار داده و نکاتی که برای ارزیابی اقتصادی چنین پروژه‌هایی باید مورد توجه قرار داد را بیان دارد. در پایان این مقاله، اقتصاد یکی از طرح‌های تزریق گاز به میدان نفتی آغاجاری که یکی از میادین مهم نفتی کشور است، بررسی می‌شود.

واژه‌های کلیدی: ازدیاد برداشت از مخازن نفت، تزریق گاز.

۱. بدین وسیله از جناب آقای مهندس علی اکبر وحیدی آل‌آقا که در شناخت موضوع و مدل سازی اقتصادی تزریق گاز کمک شایانی به اینجانبان در تهیه این مقاله نموده اند، کمال سپاسگزاری را داریم.

۲. کارشناس ارشد اقتصاد انرژی adibi.s@gmail.com

۳. فوق لیسانس اقتصاد انرژی و کارشناس اقتصاد انرژی در شرکت نارکنگان GTL

ahmadkhani@gmail.com

مقدمه

معمولا پس از حفر هر چاه نفت در کشور، جریان نفت‌خام به‌طور طبیعی از سمت مخزن نفتی به سوی چاه تولیدی روانه می‌گردد. به‌طور کلی، مهم‌ترین نیروهای موجود که به کمک آنها نفت به‌طور طبیعی به سمت چاه تولیدی جریان می‌یابد، عبارتند از:

۱. نیروی حاصل از فشار گاز حل شده در نفت؛
۲. نیروی حاصل از فشار گاز جمع‌شده در قسمت بالای کلاهک؛
۳. فشار سفره آب مخزن که در زیر ستون نفت قرار گرفته است؛
۴. خاصیت مویینگی چاه حفر شده در مخزن نفتی؛
۵. نیروی ریزش ثقلی، نیروی دیگری که برخی مخازن دارای ستون نفت بسیار مرتفع برای تولید طبیعی از آن بهره می‌برند.

وجود و یا سهم مشارکت هر یک از این نیروها در هر مخزن نفتی متفاوت است و به وضعیت ساختمانی و زمین‌شناسی سنگ مخزن و خواص فیزیکی و ترمودینامیکی سیال‌های موجود در مخزن بستگی دارد. در مقابل این نیروها، نیروهای مخالفی سبب محبوس نگه‌داشتن یا ایجاد تنگنا در بازیابی نفت می‌شوند که مهم‌ترین این نیروها، نیروی فشار مویینگی سنگ مخزن و نیروی اصطکاک حاصل از حرکت سیال در درون خلل و فرج سنگ مخزن تا ته چاه است. برای استحصال و بازیافت کامل نفت، باید چنان نیرویی در اعماق مخزن وجود داشته باشد که بتواند علاوه بر غلبه بر نیروهای مخالف، موجب رانش نفت به سمت چاه گردد.

کاهش و افت نیروهای موافق، باعث می‌شود تا بازیافت نهایی کم شود. به‌همین دلیل از روش‌هایی تحت عنوان «روش‌های ازدیاد برداشت» برای بالابردن تولید از مخزن نفتی استفاده می‌شود.

در ایران حدود ۳۰ درصد از نفت به‌طور طبیعی از مخازن برداشت می‌شود و تولید

از ۷۰ درصد نفت باقی‌مانده از مخازن نیازمند به‌کارگیری برخی روش‌های ازدیاد برداشت است.

به‌طور کلی روش‌های مهم به‌کار رفته جهت افزایش بازده در جهان عبارتند از :

۱. تزریق گاز [1]؛ ۲. تزریق آب [2]؛ ۳. تزریق متناوب آب و گاز [3]؛ ۴. روش حرارتی [4]؛ ۵. تزریق فوم و ژل‌های پلیمری؛ ۶. استفاده از مواد شیمیایی کاهش‌دهنده نیروی کشش سطحی؛ ۷. استفاده از روش میکروبی [5] (M.E.O.R.).

تزریق گاز

روش تزریق گاز به دو صورت امتزاجی و غیرامتزاجی صورت می‌گیرد. در روش امتزاجی، گاز طبیعی با افزودن ترکیبات هیدروکربنی میانی C_2 تا C_6 غنی می‌شود؛ به‌طوری که بخش غنی‌شده گاز تزریقی که در ابتدای کار تزریق می‌شود، با نفت مخزن امتزاج یافته و آن را از درون خلل و فرج سنگ مخزن به طرف چاه‌های تولیدی هدایت می‌کند. راندمان افزایش بازیافت در این روش، بیشترین درصد را به خود اختصاص می‌دهد و اگر سنگ مخزن دارای خواص همگن و یک‌دست و تراوایی آن نیز مناسب باشد، به ۶۵ تا ۷۵ درصد حجم نفت باقی‌مانده، می‌توان دست یافت.

در روش غیر امتزاجی، گاز به تنهایی به مخازن نفتی تزریق می‌گردد. در این روش، گاز تزریقی با متراکم شدن در قسمت بالای مخزن فشار مخازن را افزایش داده و حرکت نفت را سهولت می‌بخشد.

باید توجه داشت که لزومی ندارد گاز تزریقی حتما از نوع ترکیبات هیدروکربنی باشد. در برخی از کشورهای صنعتی، از گازهای خروجی از تاسیسات بزرگ صنعتی که بخش اعظم آن را دی‌اکسیدکربن تشکیل می‌دهد، برای تزریق استفاده می‌شود. این روش، فواید زیست‌محیطی نیز در پی دارد.

طبق بررسی‌های انجام شده، متوسط سرعت کاهش تولید طبیعی از مخازن مناطق

1. Gas Injection
2. Water Injection
3. WAG (Water Alternative Gas)
4. Combustion Method
5. Microbial Enhance Oil Recovery

خشکی (از جمله آسماری و بنگستان) در کشور معادل ۹ تا ۱۱ درصد در سال است. از این رو برای حفظ سطح تولید، باید سالانه تعدادی چاه جدید حفر نمود که با توجه به هزینه بالای مترتب بر آن، منطقی به‌نظر نمی‌رسد. در نتیجه این کاهش را باید بازیافت ثانویه و به‌کارگیری روش‌های مناسب ازدیاد برداشت جبران نمود.

قبل از به‌کارگیری روش‌های ازدیاد برداشت، باید مطالعات دقیقی روی مخزن صورت بپذیرد و سپس با توجه به نوع مخزن، روش مناسب به کار برده شود.

بر پایه نظرات کارشناسی مهندسان مخزن، تزریق گاز در مخازن نفتی از نوع کربناته و شکاف‌دار نسبت به سایر گزینه های ازدیاد برداشت، راندمان بیشتری دارد. از آنجا که به‌طور کلی حدود ۹۰ درصد از مخازن ایران از نوع کربناته شکاف‌دار هستند و استخراج اولیه از این مخازن کمتر از ۳۰ درصد است، تزریق گاز به عنوان یکی از بهترین گزینه‌ها برای افزایش تولید به‌شمار می‌رود.

با وجود این تزریق گاز به مخازن باید حساب شده باشد، زیرا در غیر این صورت، تعادل فیزیکی و دینامیکی چاه به هم می‌خورد و اگر تزریق گاز به‌درستی انجام نشود، ممکن است باعث رسوب مواد قیری و بسته‌شدن خلل‌وفرج گردد. در صورت اتفاق این امر، بخشی از نفت مخازن برای همیشه غیر قابل استفاده خواهد شد.

مضافا این‌که؛ گاز تزریقی به مخازن نفت پس از تخلیه نفت مخزن نیز تا حد زیادی(در حدود ۸۰ درصد) قابل بازیافت است.

تزریق گاز در ایران

براساس آمارهای موجود در سال ۱۳۸۲، در حدود ۲۸/۴۳ میلیارد متر مکعب گاز به میادین نفتی کشور تزریق شده است.[۱] جدول ۱، مقادیر گاز تزریق شده در سال‌های مختلف را نشان می‌دهد. براساس برنامه‌ها، پیش‌بینی می‌شود، در سال ۱۳۸۸ حدود ۷۷/۷۹ میلیارد متر مکعب گاز به میادین نفتی کشور تزریق شود(جدول ۲).

۱. ماخذ: نفت و توسعه (٤)، روابط عمومی وزارت نفت۱۳۸۳.

جدول ۱. تزریق گاز به میادین نفتی کشور

(میلیارد متر مکعب در سال)

سال	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲
گاز تزریق شده	۲۱/۲۸	۲۳/۴۷	۲۴/۶۳	۲۴/۷۳	۲۵/۹۷	۲۷/۵۲	۲۶/۴۱	۲۸/۴۳

ماخذ: نفت و توسعه (۴)، روابط عمومی وزارت نفت۱۳۸۳.

در حال حاضر تزریق گاز به میادین بی بی حکیمه، پازنان، پارسی ، رامشیر ، کرنج، کوپال، گچساران، لبه سفید، مارون و هفتگل صورت می پذیرد و طبق برنامه‌های موجود انتظار می‌رود حجم تزریق به این میدان ها افزایش یابد؛ اگرچه بسیاری از کارشناسان نفتی برنامه‌های تزریق را مطابق با نیاز واقعی مخازن نفت ارزیابی نمی‌کنند.

از آنجا که اکثر میادین نفتی در نیمه دوم عمر خود قرار دارند، برخورداری از یک برنامه‌ریزی دقیق برای تزریق گاز به این میادین اهمیت فراوانی دارد.

جدول ۲. پیش‌بینی مقدارگاز تزریق شده به میادین نفتی کشور در سال‌های آینده

(میلیارد متر مکعب در سال)

سال	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
گاز تزریق شده	۵۷	۶۲/۲۷	۶۲/۷۵	۷۱/۵۵	۷۷/۴۵	۷۷/۷۹

ماخذ: شرکت ملی نفت ایران، خرداد ۱۳۸۳.

اقتصاد طرح‌های تزریق گاز

طرح‌های تزریق گاز نیز مانند همه طرح‌های انجام شده درصنایع نفت و گاز، قابل ارزیابی اقتصادی و اظهار نظر است. در این طرح‌ها فاکتور زمان افزایش تولید بر اقتصاد طرح بسیار موثر است. به‌طور کلی نمی‌توان نتیجه‌گیری نمود که در ازای تزریق حجم معینی گاز، چه حجم معینی نفت، قابل استحصال خواهد بود و با یک حساب عددی در مورد بازده اقتصادی چنین طرح‌هایی اظهار نظر نمود. در چنین طرح‌هایی باید کلیه هزینه‌ها و درآمدها را در طول زمان بررسی و پس از تعیین ارزش حال آنها و محاسبه بازده اقتصادی طرح، در مورد آن اظهار نظر کرد.

در محاسبه هزینه چنین طرح‌هایی به دو صورت می توان عمل نمود:

۱. با فرض ارزش ذاتی برای هر واحد گاز؛ کلیه هزینه‌های تولید، انتقال گاز تا محل تزریق و همچنین هزینه‌های تزریق گاز در محاسبات منظور شود که این‌هزینه‌ها عبارتند از:

- هزینه مربوط به تولید گاز، شامل هزینه‌های چاه‌های حفاری و فرآورش اولیه گاز؛
- هزینه‌های مربوط به انتقال گاز، از محل تولید تا محل تزریق، شامل هزینه احداث خط لوله و ایستگاه‌های تقویت فشار و همچنین منظور نمودن هزینه‌های سالانه عملیاتی مربوط به نگه‌داری آنها؛
- هزینه‌های مربوط به تزریق گاز، شامل هزینه‌های حفر چاه‌های تزریقی، هزینه‌های افزایش فشار گاز جهت تزریق و هزینه‌ای عملیاتی مربوط به آنها که باید در مدل مالی در نظر گرفته شود.

بدیهی است در روش شماره ۱، تولید احتمالی مایعات گازی حاصل از توسعه میدان گازی نیز در قسمت درآمدها باید لحاظ شود.

۲. مطالعه اقتصاد بخش پایین‌دستی گاز به‌صورت بخشی مجزا از بالادستی و تعیین قیمت مشخصی برای گاز طبیعی به ازای هر واحد، به صورتی که در خود ارزش ذاتی گاز، هزینه‌های تولید و انتقال از میدان گازی تا محل تزریق گاز را در برداشته باشد. (بررسی طرح بدون در نظر گرفتن هزینه‌ها و درآمدهای بخش بالادستی) استفاده از روش مذکور علاوه بر بررسی اقتصاد طرح‌های تزریق، به‌طور تقریبی ما را از قدرت مقایسه طرح‌های مختلف برای استفاده از منبع گازی (تزریق گاز، مصرف گاز در داخل و یا طرح صادرات گاز) در صورتی که امکان استفاده از گاز در سایر گزینه‌های مصرف مقدور باشد، برخوردار می سازد.

در دو روش مذکور، در محاسبه درآمدها نیز، همان‌طور که اشاره شد علاوه بر مدنظر قرار دادن ارزش پولی حجم نفت اضافی ناشی از تزریق گاز، می‌توان حدود ۷۰ تا ۸۰ درصد کل مقادیر گازهای تزریق شده در مدت طرح را به عنوان درآمد لحاظ نمود؛ زیرا پس از پایان عمر مخزن نفت، گازهای تزریق شده ۷۰ تا ۸۰ درصد(با توجه به ماهیت فیزیکی مخزن) قابل استحصال خواهد بود.

بدیهی است در چنین طرح‌هایی باید نرخ تورم برای بخش‌های درآمدی و هزینه‌ای لحاظ شود.

موارد مهم تاثیر گذار بر اقتصاد طرح‌های تزریق گاز

عوامل تاثیرگذار بر اقتصاد طرح‌های تزریق گاز به دو دسته عوامل فنی و اقتصادی تقسیم می‌شود. عوامل فنی شامل مواردی از جمله مشخصات فیزیکی و رفتار تولید مخزن نفتی پس از انجام تزریق گاز و عوامل اقتصادی (که بر محاسبه شاخص‌های اقتصادی طرح‌های تزریق تاثیر می‌گذارد) شامل قیمت نفت‌خام و همچنین قیمت گاز طبیعی است.

- قیمت نفت‌خام در طول عمر طرح، مهم‌ترین فاکتور تاثیرگذار بر اقتصاد تزریق گاز تلقی می‌شود. فرض این‌که قیمت‌های نفت‌خام در آینده از چه روندی برخوردار خواهد بود، بازده‌های اقتصادی متفاوتی را سبب می‌شود. با فرض این‌که پروژه در سال جاری انجام شود، سناریوهای مختلفی برای قیمت نفت تا ۲۰ سال آینده تبیین می‌شود. امروزه، الگوهای پیش‌بینی قیمت‌های نفت بین ۲۵ تا ۳۰ دلار در مدل‌های مالی مد نظر گرفته می‌شوند.

امروزه قیمت نفت‌خام به دلیل افزایش تقاضا در بازارهای جهانی از روند صعودی برخوردار بوده است. ظهور بازار چین به عنوان یکی از بزرگ‌ترین کشورهای مصرف کننده نفت‌خام در سال‌های اخیر، ثابت ماندن عرضه نفت‌خام در سطح موجود فعلی، بروز نا آرامی در عراق و نبود چشم انداز مطلوب در افزایش تولید نفت‌خام این کشور باعث افزایش قیمت نفت‌خام شده است. در سال‌های ۲۰۰۳ و ۲۰۰۴ نیز قیمت‌های نفت به ترتیب در سطوح بالای ۲۷/۷۳ و ۳۵ دلار قرار داشته‌اند. براساس آخرین پیش‌بینی‌های EIA [1]، انتظار می‌رود، قیمت واقعی [2] نفت‌خام در سناریوی پایه در حدود ۲۵ دلار برای سال ۲۰۱۰ و ۳۰/۳۱ دلار برای سال ۲۰۲۵ برسد.

باید اشاره نمود، با توجه به شرایط کنونی بازار نفت، در بدبینانه‌ترین فرض، دامنه

1. Annual Energy Outlook 2005 (Early Release), EIA, DOE, Dec, 2004
2. Real Price

حقیقی قیمتی ۲۵ تا ۳۰ دلار/ بشکه را برای مدل‌های مالی می‌توان مد نظر قرارداد.

جدول ۳. قیمت‌های تک محموله انواع نفت‌خام در سال‌های ۱۹۹۳ تا ۲۰۰۳

(دلار/بشکه)

سال		برنت	وست‌تگزاس اینترمدیت	دبی امارات متحده عربی	سبک ایران	سنگین ایران
۱۹۹۳		۱۷/۰۰	۱۸/۴۵	۱۴/۹۳	۱۵/۰۶	۱۴/۰۸
۱۹۹۴		۱۵/۸۰	۱۷/۱۹	۱۴/۷۴	۱۴/۸۴	۱۴/۵۶
۱۹۹۵		۱۷/۰۱	۱۸/۴۲	۱۶/۱۰	۱۶/۱۷	۱۶/۲۶
۱۹۹۶		۲۰/۷۰	۲۲/۲۰	۱۸/۵۸	۱۹/۰۳	۱۸/۴۹
۱۹۹۷		۱۹/۰۶	۲۰/۵۶	۱۸/۱۰	۱۸/۲۴	۱۸/۰۰
۱۹۹۸		۱۲/۷۱	۱۴/۳۶	۱۲/۱۵	۱۱/۹۷	۱۱/۴۵
۱۹۹۹		۱۷/۹۱	۱۹/۳۰	۱۷/۲۴	۱۷/۲۵	۱۶/۹۳
۲۰۰۰		۲۸/۴۴	۳۰/۳۷	۲۶/۲۵	۲۶/۷۵	۲۶/۰۲
۲۰۰۱		۲۴/۴۶	۲۶/۰۰	۲۲/۸۳	۲۲/۹۰	۲۱/۶۷
۲۰۰۲		۲۵/۰۳	۲۶/۱۳	۲۳/۸۳	۲۳/۵۲	۲۳/۰۹
۲۰۰۳		۲۸/۸۱	۳۱/۰۹	۲۶/۷۷	۲۶/۸۹	۲۶/۳۳
۲۰۰۲	Jan	۱۹/۴۸	۱۹/۷۱	۱۸/۵۴	۱۸/۹۵	۱۸/۶۴
	Feb	۲۰/۲۲	۲۰/۶۷	۱۹/۰۲	۱۸/۹۵	۱۸/۵۸
	Mar	۲۳/۷۳	۲۴/۳۵	۲۲/۹۷	۲۲/۳۱	۲۱/۹۸
	Apr	۲۵/۷۵	۲۶/۳۲	۲۴/۵۴	۲۴/۱۰	۲۳/۷۳
	May	۲۵/۳۱	۲۷/۱۳	۲۴/۷۷	۲۳/۷۶	۲۳/۴۰
	Jun	۲۴/۰۴	۲۵/۴۲	۲۳/۸۷	۲۲/۵۲	۲۲/۲۱
	Jul	۲۵/۷۹	۲۶/۸۷	۲۴/۶۶	۲۴/۳۷	۲۳/۹۵
	Aug	۲۶/۶۸	۲۸/۴۱	۲۵/۴۲	۲۵/۲۰	۲۴/۷۴
	Sep	۲۸/۲۸	۲۹/۵۲	۲۶/۷۲	۲۶/۸۷	۲۶/۴۵
	Oct	۲۷/۶۹	۲۹/۰۰	۲۶/۴۱	۲۶/۰۵	۲۵/۵۷
	Nov	۲۳/۹۹	۲۶/۳۱	۲۳/۲۸	۲۲/۲۴	۲۱/۶۶
	Dec	۲۸/۸۳	۲۹/۶۶	۲۵/۸۱	۲۶/۴۰	۲۵/۷۰
۲۰۰۳	Jan	۳۱/۳۱	۳۳/۰۸	۲۸/۰۲	۲۹/۱۳	۲۸/۴۲
	Feb	۳۲/۵۴	۳۵/۶۳	۲۹/۹۴	۲۹/۸۹	۲۹/۲۲
	Mar	۳۰/۹۸	۳۳/۸۸	۲۷/۷۶	۲۷/۹۴	۲۷/۲۲
	Apr	۲۵/۰۷	۲۸/۴۰	۲۳/۵۹	۲۲/۸۵	۲۲/۲۸
	May	۲۵/۷۹	۲۸/۲۳	۲۴/۳۱	۲۳/۰۶	۲۲/۶۳
	Jun	۲۷/۴۴	۳۰/۷۱	۲۵/۴۶	۲۴/۴۳	۲۴/۱۱
	Jul	۲۸/۳۴	۳۰/۶۱	۲۶/۶۶	۲۶/۰۳	۲۵/۷۱
	Aug	۲۹/۷۸	۳۱/۶۰	۲۷/۶۶	۲۸/۶۲	۲۸/۲۵
	Sep	۲۷/۳۲	۲۸/۵۵	۲۵/۵۲	۲۶/۶۶	۲۶/۱۹
	Oct	۲۹/۸۵	۳۰/۴۳	۲۷/۴۲	۲۸/۷۹	۲۸/۲۹
	Nov	۲۸/۶۸	۳۰/۹۴	۲۷/۶۲	۲۷/۶۴	۲۷/۰۴
	Dec	۲۹/۸۲	۳۲/۱۵	۲۸/۰۶	۲۸/۵۵	۲۷/۵۶

ماخذ: OPEC,2003.

- ارزش پولی و حجم گازی که به مخزن نفت تزریق می شود نیز از دیگر فاکتورهای مهم به شمار می رود. باید توجه داشت که قسمتی از کل حجم گازی که تزریق شده و غیر قابل استحصال است، جزء هزینه‌های طرح به‌شمار می‌رود و قسمت قابل استحصال گاز با فرض ارزش آتی در سال پایانی پروژه به عنوان درآمدی برای طرح به‌شمار می‌رود. این نکته را باید اذعان داشت که در طرح‌های تزریق گاز در مواقعی که گاز خشک به مخزن تزریق می‌شود، گاز استحصالی پس از پایان عمر مخزن به‌طور یقین دارای ارزش حرارتی بالاتری نسبت به گاز تزریقی خواهد بود دلیل این امر همراهی سایر هیدروکربورهای سنگین‌تر با اجزای مولی گاز خشک است. محاسبه اختلاف ارزش حرارتی و نهایتا اختلاف ارزش آتی پولی بین دو گاز بسیار دشوار و حتی غیرممکن خواهد بود. باید توجه داشت، عموما برای سهولت در محاسبات اقتصادی، اختلاف ارزش حرارتی بین گاز استحصالی پس از تزریق و گاز تزریق شده را صفر فرض کرده و در مدل اقتصادی منظور نمی‌کنند.

اقتصاد تزریق گاز به آغاجاری (مطالعه موردی)

میدان نفتی آغاجاری یکی از میادین مهم نفتی کشور به شمار می رود. ذخیره قابل استحصال این میدان ۱۲۱۱۸ میلیون بشکه نفت و تولید انباشتی از این میدان تا سال ۲۰۰۳ حدود ۳۰۱۴ میلیون بشکه بوده است.[1] نفت خام این میدان در حدود ۳۴/۶ درجه API و درصد سولفور این میدان ۱/۴ درصد است. تاریخ کشف این میدان در سال ۱۹۳۶ و اولین تولید نفت‌خام از این میدان در سال ۱۹۳۹ بوده است. شایان ذکر است، پیک تولید از این میدان در سال ۱۹۷۳ اتفاق افتاد که در این سال، تولید نفت از میدان آغاجاری به روزی ۱٫۰۲۳٫۰۰۰ بشکه در روز رسید.

نفت‌خام استحصالی از این میدان توسط خط لوله ۴۲ اینچی به طول ۱۶۹ کیلومتر برای صادرات به خارک انتقال می‌یابد. همچنین تاکنون حدود ۱۶۱ حلقه چاه در میدان نفتی آغاجاری حفر شده است که از این تعداد، ۱۶ حلقه چاه توصیفی و چاه‌های مربوط

1. Aghajari Key Fact, Wood Mackenzie, Nov 2003

به تزریق آب و گاز، ۱۳۷ حلقه چاه تولیدی در لایه آسماری و ۷ حلقه از لایه سروک و بقیه در سازند خامی حفر شده است. باید اشاره نمود، در پایان سال ۲۰۰۱ به علت کاهش فشار قابل ملاحظه مخزن، تنها ۷۳ حلقه چاه تولیدی به تولید نفت‌خام می‌پردازند.[۱]

در حال حاضر برنامه تزریق آغاجاری شامل تزریق گاز همراه آغاجاری به خود میدان است، با وجود این روند نزولی تولید همچنان ادامه دارد.

همان‌طور که اشاره شد، میدان نفتی آغاجاری در ابتدای بهره‌برداری خود در حدود یک میلیون بشکه در روز توان تولیدی داشت که امروز، تنها نزدیک به ۱۴۵ هزار بشکه در روز تولید دارد. این روند کاهشی در استحصال نفت برای میدان نفتی آغاجاری در صورتی که تزریق گاز انجام نشود، ادامه می‌یابد.

خوش‌بختانه با تخصیص ۳ فاز (فازهای ۶، ۷ و ۸) از طرح‌های توسعه‌ای پارس جنوبی برای تزریق از سال ۱۳۸۵ به بعد، میزان تولید نفت میدان نفتی آغاجاری به تدریج افزایش خواهد یافت. به‌طوری‌که براساس برخی محاسبات برای سال ۱۴۰۲، تولید این میدان به حدود ۳۰۰ هزار بشکه خواهد رسید. فازهای ۶، ۷ و ۸ مخزن گازی پارس جنوبی، سالانه ۲۷/۳ میلیارد متر مکعب (۷۵ میلیون متر مکعب در روز) گاز تولید خواهند کرد که عملا نیاز تزریق سالانه ۲۰/۸ میلیارد متر مکعب (روزانه ۵۷ میلیون متر مکعب) به این میدان را فراهم خواهند کرد.[۲]

نمودار ۲، روند تولید نفت اضافی حاصل از تزریق گاز را در سال‌های مختلف برای میدان آغاجاری نشان می‌دهد.

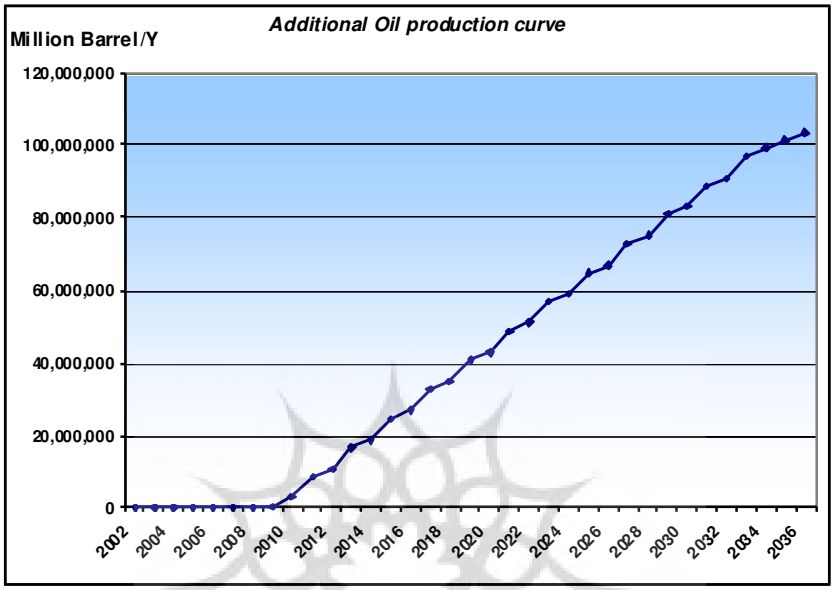
نمودار ۳ نیز، وضعیت تولید نفت‌خام این میدان را در سال‌های گذشته نشان می‌دهد. همان‌طور که در این نمودار مشاهده می شود، حداکثر تولید در ٤٠ سال گذشته از این میدان در سال‌های ۱۹٦۸ تا ۱۹۷٦ اتفاق افتاده است.

با توجه به این موضوع که قرار است گاز فازهای ۶ ، ۷ و۸ میدان پارس جنوبی به

1. Aghajari Key Fact, Wood Mackenzie, Nov 2003

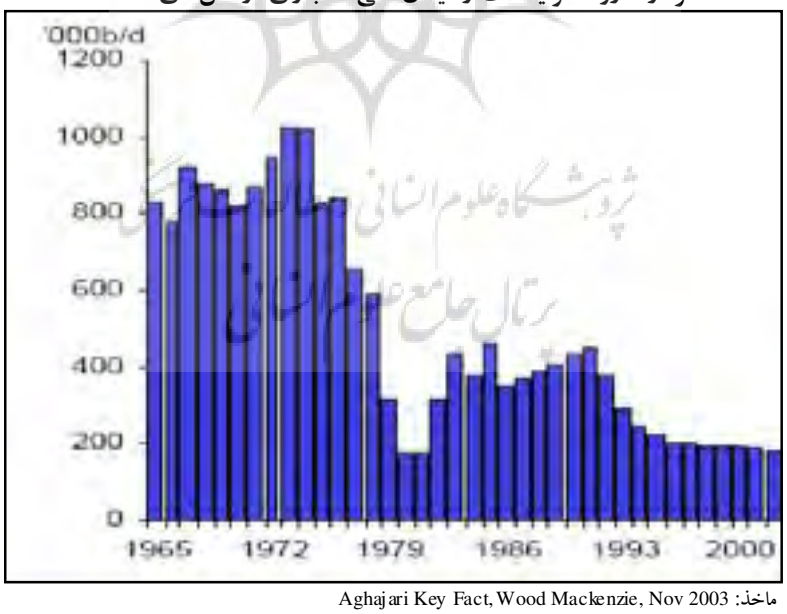
۲. نفت و توسعه (۳)، روابط عمومی وزارت نفت، ۱۳۸۲.

نمودار ۲. روند تولید نفت اضافی حاصل از تزریق گاز



ماخذ: Aghajari Key Fact, Wood Mackenzie, Nov 2003

نمودار ۳. روند تولید نفت از میدان نفتی آغاجاری در سال‌های گذشته



ماخذ: Aghajari Key Fact, Wood Mackenzie, Nov 2003

میدان نفتی آغاجاری تزریق شود، انتقال گاز پارس جنوبی به این میدان نفتی، سرمایه‌گذاری عظیمی را می‌طلبد. از جمله هزینه احداث خط لوله ۵۱۲ کیلومتری انتقال گاز ترش فازهای ۶، ۷ و ۸ پارس جنوبی به میدان نفتی آغاجاری در حدود ۱/۵ میلیارد دلار برآورد می‌شود که با در نظر گرفتن هزینه‌های بخش بالادستی برای توسعه ۳ فاز۶، ۷ و ۸ پارس جنوبی، کل سرمایه‌گذاری به ۴/۲۱۹ میلیارد دلار بالغ خواهد شد.[۱] باید اشاره کرد که سرمایه گذاری نسبتا سنگین و عمدتا از منابع داخلی، یکی از مسائل مطرح این گونه طرح‌های صیانتی[۲] به شمار می‌رود.

هزینه‌های طرح تزریق به میدان نفتی آغاجاری به شرح جدول ۴ برآورد می‌شود:

جدول ۴. هزینه‌های طرح تزریق به میدان نفتی آغاجاری

تاسیسات مورد نظر	هزینه (میلیون دلار)
احداث ۵۱۲کیلومتر خط لوله ۵۶ اینچ	۶۵۰
ایستگاه‌های تقویت فشار جهت انتقال گاز	۴۵۰
ایستگاه‌های تقویت فشار جهت تزریق گاز	۳۰۰
احداث چاه‌های تزریق	۱۲۰
جمع کل	**۱۵۲۰**

ماخذ: Economics of Natural Gas utilization in Iran", H.A. Hajarizadeh , May 2004, Tehran-Iran.

با توضیحاتی که عنوان شد، به عنوان نمونه، طرح تزریق گاز به مخزن نفتی آغاجاری مورد مطالعه قرار گرفته است که نتایج اقتصادی آن مورد ارزیابی و تحلیل قرار خواهد گرفت.

مفروضات ارزیابی تزریق گاز به مخزن آغاجاری عبارتند از:

۱. منبع گاز: فازهای ۶ ، ۷ و ۸ مخزن گازی پارس جنوبی ؛

۲. قیمت گاز در عسلویه: ۷۰ سنت/میلیون بی تی یو[۳]؛

۱. نفت و توسعه (۳)، روابط عمومی وزارت نفت،۱۳۸۲.

۲. تولید صیانتی به روشی اتلاق می‌شود که با به‌کارگیری روش‌های مطلوب تولید، منابع طبیعی به‌گونه‌ای استحصال شود که فرصت استفاده از ثروت‌های خدادادی و منابع طبیعی برای نسل‌های آتی نیز فراهم آید.

۳. هزینه تحویل گاز در عسلویه حدود ۷۰ سنت/میلیون بی‌تی‌یو فرض گردیده است که تقریبا برابر با قیمت گاز تحویلی برای سایر پروژه‌های گازی منطقه توسط شرکت ملی نفت ایران است.

نقشه ۱. موقعیت میدان نفتی آغاجاری

۳. قیمت نفت‌خام : ۲۵ دلار به ازای هر بشکه؛

۴. هزینه‌های طرح تزریق: مطابق هزینه‌های جدول شماره ۴؛

۵. هزینه عملیاتی سالانه مربوط به خط لوله: ۳ درصد هزینه سرمایه‌گذاری اولیه؛

۶. هزینه عملیاتی سالانه ایستگاه‌های تقویت فشار: ۵ درصد هزینه سرمایه‌گذاری اولیه؛

۷. هزینه مربوط به استحصال هر بشکه نفت: ۲ دلار؛

۸. نرخ تورم :۲ درصد[۱]؛

۹. منبع تامین سرمایه: ۱۰۰ درصد از منابع داخلی؛

۱. با توجه به این موضوع که واحد محاسبات درآمدها و هزینه‌های طرح، دلار فرض شده، نرخ تورم ۲ درصد (تقریبا برابر با نرخ جهانی تورم) در محاسبات لحاظ گردیده است.

۱۰. طول دوره : ۳۰ سال؛

۱۱. طول دوره ساخت: ۴ سال؛

۱۲. حجم گاز تزریقی روزانه: ۵۷ میلیون متر مکعب در روز .

نتایج اقتصادی به دست آمده از پروژه به شرح زیر است:

- نرخ بازده داخلی طرح(IRR): ۱۷/۴
- ارزش خالص کل پروژه با فرض ROR=15% : ۶۴۵۵۱۸۰۰۸ دلار

همان‌طور که اشاره شد، قیمت‌های نفت‌خام بر اقتصاد طرح به‌طور محسوسی تاثیرگذار است. جدول ۵، حساسیت نرخ بازده داخلی را به ازای افزایش هر ۱ دلار قیمت نفت خام نشان می‌دهد:

جدول ۵. حساسیت نرخ بازده داخلی به ازای افزایش هر ۱ دلار قیمت نفت‌خام

نرخ بازده داخلی	قیمت نفت ($/BBL)
۱۴/۹	۱۸
۱۵/۲۹	۱۹
۱۵/۶۸	۲۰
۱۶/۰۴	۲۱
۱۶/۴۰	۲۲
۱۶/۷۵	۲۳
۱۷/۰۸	۲۴
۱۷/۴	**۲۵**
۱۷/۷۲	۲۶
۱۸/۰۲	۲۷
۱۸/۳۲	۲۸
۱۸/۶۱	۲۹
۱۸/۸۹	۳۰
۱۹/۱۶	۳۱
۱۹/۴۳	۳۲
۱۹/۶۹	۳۳
۱۹/۹۴	۳۴

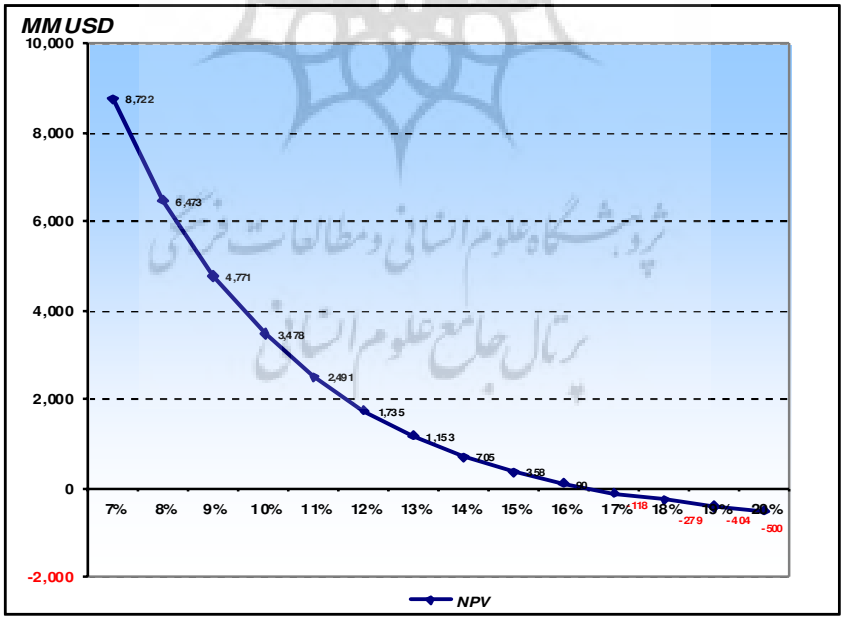
همان‌طور که ملاحظه می‌شود جدول ۶، نیزحساسیت نرخ بازده داخلی طرح را به ازای افزایش قیمت گاز نشان می‌دهد.

جدول ۶. حساسیت نرخ بازده داخلی به‌ازای افزایش هر ۵سنت/میلیون بی تی یو قیمت گاز طبیعی

نرخ بازده داخلی	قیمت گاز ($/MMbtu)
۱۷/۷۵	۰/۵۰
۱۷/۶۶	۰/۵۵
۱۷/۵۷	۰/۶۰
۱۶/۴۸	۰/۶۵
۱۷/۴	**۰/۷۰**
۱۷/۳۲	۰/۷۵
۱۷/۲۴	۰/۸۰
۱۷/۱۶	۰/۸۵
۱۷/۰۸	۰/۹۰
۱۷/۰۰	۰/۹۵
۱۶/۹۳	۱/۰۰

نمودار ۴ ارزش فعلی خالص کل پروژه را در نرخ‌های بازده مختلف نشان می‌دهد:

نمودار٤. ارزش فعلی خالص کل پروژه در نرخ‌های بازده مختلف



طرح تزریق گاز به میدان نفتی آغاجاری اقتصادی است، ولی از بازده اقتصادی متوسطی در طرح‌های تزریق برخوردار است. البته باید اشاره نمود که در پروژه‌های دیگر تزریق گاز، بازده اقتصادی ممکن است بالاتر باشد. دلیل عمده پایین بودن بازده اقتصادی این میدان، عکس العمل کند میدان در روند تولید در طول زمان نسبت به تزریق گاز است.

نکات مهم در طرح‌های تزریق گاز

یکی از نکات مهم در اقتصاد طرح‌های تزریق گاز به مخازن نفتی، منبع گازی مورد استفاده در طرح تزریق است. استفاده از میادین مشترک برای انجام طرح‌های تزریق می‌تواند به عنوان ذخیره‌سازی گاز برای استفاده مستقل در آینده به‌شمار رود. البته این نکته را باید در نظر گرفت که پروژه‌های تزریق ممکن است بسیار هزینه‌بر باشند. به‌ویژه در مواقعی که افزایش تولید بعد از عملیات تزریق در درازمدت امکان‌پذیر بوده و برگشت سرمایه اولیه نیازمند زمان طولانی‌تری است علاقه چندانی در سرمایه‌گذار خارجی بر نمی‌انگیزد؛ لذا معمولا تامین اعتبار مورد نیاز باید از منابع داخلی صورت پذیرد. این موضوع، اجرای چنین پروژه هایی را از طریق سرمایه گذاری خارجی با مشکل مواجه می‌سازد.

باید توجه داشت که اگر منبع گازی مشترک (پارس جنوبی) باشد؛ سرعت استفاده از مخزن گازی بسیار مهم خواهد بود، از این رو در انجام طرح‌ها و برنامه‌ریزی‌ها، باید به این نکته مهم توجه کرد که برداشت از مخزن گازی در حداقل زمان ممکن صورت پذیرد در مواقعی ممکن است، انتخاب طرحی با نرخ بازگشت پایین‌تر که در مدت زمان کوتاه‌تری بتوان آن را اجرا نمود بر طرحی با نرخ بازده بالاتر که در زمان درازتری عملی می‌شود، رجحان یابد.

با توجه به ذخایر بیکران گاز در کشور، به‌طور یقین پروژه‌های تزریق گاز برای کشور اولویت استراتژیکی تلقی می‌شود و از نظر مهندسی نفت و با در نظر گرفتن ابعاد فنی، مطلوب‌ترین گزینه به‌شمار می‌رود. ولی در برنامه‌ریزی‌های کلان استفاده از منابع گاز (مصرف داخلی، استفاده در صنایع انرژی‌بر و یا صادرات) به‌طور قطع نمی‌توان اظهار نظر

نمود که پروژه‌های تزریق گاز از اولویت بالاتری نسبت به گزینه صادرات برخوردار باشد. اولویت بهینه استفاده از منابع گازی حالتی است که در آن با ترکیبی از گزینه های مصرف داخل، تزریق گاز و صادرات؛ منافع ملی در هر زمان حداکثر شود. به نظر می رسد دراین زمینه مطالعات جامع و دقیقی در سطح کشور مورد نیاز است که به موارد مهمی از جمله زمان‌بندی دقیق استفاده از منابع مشترک و به انتخاب ترکیبی از گزینه های مصرف گازبا توجه به زمان عملی شدن طرح‌ها، توجه نماید.

در زمینه تزریق گاز به مخازن نفت، زمان نقش مهمی را ایفا می‌کند و در برخی موارد تاخیر در اجرای چنین پروژه‌هایی تاثیرات نامطلوبی بر روند تولید نفت از مخزن در پی دارد.

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

اقتصاد طرح‌های تزریق گاز، متکی بر آینده قیمت‌های نفت‌خام است و با فرض‌های مختلف از قیمت‌های نفت‌خام، نتایج اقتصادی متفاوتی به دست می‌آید. در اقتصاد طرح‌های تزریق گاز، فاکتور زمان بسیار اهمیت دارد و باید هزینه‌ها و درآمد طرح‌ها در یک محدوده زمانی با توجه به منحنی تولید و همچنین رفتار مخزن پس از عملیات تزریق گاز، مورد توجه و ارزیابی واقع شود. تاخیرات زمانی متغیر نسبت به افزایش نفت‌خام پس از تزریق گاز، نتایج مختلف اقتصادی برای طرح به دنبال دارد. به‌دلایل مذکور، عمدتا از پروژه‌های تزریق گاز به عنوان طرح‌های صیانتی یاد می‌شود. زیرا در صورتی که عملیات تزریق صورت نگیرد، حجم زیادی از نفت‌خام موجود در مخزن برای همیشه غیرقابل استحصال خواهد شد. مشکلات تامین منابع مالی لازم برای انتقال گاز و تزریق آن به میدان نفتی در مواقعی که منبع گاز دور از میادین نفتی مورد نظر برای تزریق قراردارد، از موارد مهم در اجرای طرح‌ها به شمار می‌رود. در پایان باید متذکر شد، وجود منابع بیکران گازی کشور جوابگوی همه گزینه‌های استفاده از گاز در آینده خواهد بود و با توجه به محدودیت زمانی برای توسعه میادین گازی و پاسخگویی به نیاز تقاضای گاز طبیعی، برنامه‌ریزی بهینه در استفاده از منابع گازی حالتی خواهد بود که با توجه به شرایط کشور،

ترکیبی از هر یک از گزینه‌های مصرف داخل، استفاده در صنایع انرژی بر، تزریق گاز و یا صادرات، توامان لحاظ شود و هرگونه پیش‌داوری در زمینه رجحان یک گزینه نسبت به گزینه دیگر بدون مطالعه دقیق و استراتژیک، مطمئنا از تأمین حداکثری منافع ملی ناتوان خواهد بود.

منابع و مآخذ:

۱. ماهنامه *اقتصاد انرژی*؛ شماره ۲۹ مهر ۱۳۸۰.

۲. *ترازنامه انرژی*؛ سال ۱۳۷۸.

۳. ماهنامه *نفت، گاز، پتروشیمی*؛ شماره ۱۵، اسفند ۱۳۸۰.

۴. *نفت و توسعه* شماره ۳، روابط عمومی وزارت نفت، ۱۳۸۲.

5. Aghajari Key Fact, Middle East Upstream Service, Wood Mackenzie, Nov 2003.

6. Annual Energy Outlook 2005, EIA/DOE.

7. Economics of Natural Gas utilization in Iran", H.A. Hajarizadeh, May 2004, Tehran-Iran.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی