

بررسی اقتصادی تزریق امتزاجی و غیر امتزاجی گازهای مختلف در یکی از میادین شکافدار ایران

پژوهش نفت

سال بیستم
شماره ۶۱
صفحه ۶۶-۶۷، ۱۳۸۹

مریم تقوی* و سیدجمال شیخ ذکریائی

دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات، گروه زمین‌شناسی

maryam.taghavi84@gmail.com

مقدمه

در گذشته، تزریق گاز طبیعی برای نگهداری فشار در مخازن، روش موفقیت‌آمیزی محسوب می‌شد و نیز در جابجایی امتزاج‌پذیر و غیر امتزاج‌پذیر پروژه‌های ازدیاد برداشت، نقش مؤثری داشت. در دهه‌های اخیر با افزایش مصرف گاز طبیعی و به علت نقش آن به عنوان کمترین آلوده کننده محیط زیست و حفظ آن در صنایع پتروشیمیایی روز به روز بر ارزش آن افزوده می‌شود.

همچنین محدودیت وجود این گاز در برخی از کشورها سبب افزایش قیمت آن شده و به عنوان دلایل اقتصادی نقش استفاده از گاز طبیعی برای نگهداری فشار در اهداف ازدیاد برداشت کم رنگ شده است. در دهه‌های ۷۰ تا ۸۰ میلادی، ازدیاد برداشت از مخازن هیدروکربنی با تزریق گازهای غیر هیدروکربنی از جمله نیتروژن، دی‌اکسید کربن و مخلوط گازها با توجه به قیمت آنها آغاز شد. کشورهای مختلف برای ازدیاد برداشت از مخازن، از تزریق گاز استفاده کردند و متناسب با خصوصیات مخزن، از گازهای مختلف از جمله گاز طبیعی، نیتروژن و دی‌اکسید کربن را مورد استفاده قرار دادند. کشور مکزیک از جمله کشورهایی است که برای نگهداری فشار میدان

چکیده

در این پژوهش، شبیه‌سازی تزریق گازهای مختلف به یکی از مخازن شکافدار طبیعی ایران با سناریوهای مختلف صورت پذیرفته و مورد بررسی اقتصادی نیز قرار گرفته است. گاز طبیعی، گاز نیتروژن و سپس گاز خروجی از جداکننده و گاز امتزاج‌پذیر از مخزن به دست آمده در شرایط مخزن تزریق شده‌اند. نتایج نشان می‌دهند که تزریق گاز امتزاج‌پذیر، بیشترین بازیافت را (حدود ۵۷/۲ درصد) به دنبال دارد. تزریق گازهای طبیعی و نیتروژن، بازده تقریباً یکسانی را در شرایط مخزن دارند. مدل‌سازی مخزن، ابتدا با استفاده از مدل نفت سیاه و سپس با استفاده از مدل ترکیبی شبیه‌سازی شد و با به دست آوردن میزان تزریق گازهای متان و نیتروژن به محاسبه اقتصادی گازهای فوق در شرایط مخزن پرداخته شد. نتایج نشان می‌دهند با درصد بازیافت نفت تقریباً یکسان از تزریق متان و نیتروژن، میزان تزریق متان کمتری در مقایسه با نیتروژن مورد نیاز خواهد بود. نتایج محاسبات اقتصادی میدان نیز نشان می‌دهد که تزریق گاز طبیعی اقتصادی‌تر است.

کلمات کلیدی: تزریق گاز، بازیافت نهایی، خالص ارزش فعلی

مدل زمین‌شناسی تهیه شده توسط نرم افزار RMS با ابعاد $NZ=32 \cdot NY=23 \cdot NX=50$ شبکه‌بندی شد.

زون‌ها با توجه به ارتفاعی از مخزن طبقه‌بندی شده‌اند که در آن سنگ مخزن وجود دارد. زون‌های اول و دوم مربوط به ایلام، زون سوم سورگاه و زون‌های چهارم و پنجم متعلق به سروک است.

لایه سورگاه دارای پلمه سنگ است ولی ارتباط عمودی خوبی را بین زون‌های ایلام و سروک ایجاد کرده است. زون‌های زمین‌شناسی مخزن به لایه‌های مدلی زیر تقسیم شدند:

زون ۱:	لایه‌های ۸-۱
زون ۲:	لایه‌های ۱۴-۹
زون ۳:	لایه‌های ۱۸-۱۵
زون ۴:	لایه‌های ۲۴-۱۹
زون ۵:	لایه‌های ۳۲-۲۵

در مجموع، مدل زمین‌شناسی تهیه شده دارای ۳۶۸۰۰ سلول می‌باشد. کرها و نمونه‌گیری‌های مخزن، شکاف‌دار بودن آن را تأیید می‌کنند. خصوصیات نفت و گاز در ماتریکس و شکاف مخزن در جداول ۱، ۲ و ۳ مشخص شده است. شماتیک شبکه بندی انجام شده بر روی مخزن به همراه لایه‌های تعریف شده در شکل ۱ نمایش داده شده است.

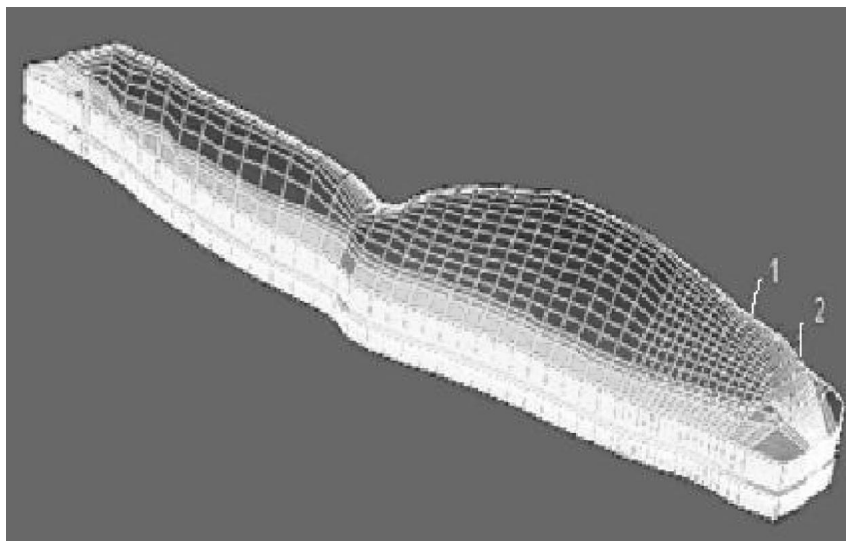
کانترال^۱ از تزریق نیتروژن به کلاهدک گازی استفاده کرد [۱] و کشور کانادا برای ازدیاد برداشت از میدان زاما^۲، دی‌اکسیدکربن را به مخازن خود تزریق کرد [۲].

معرفی میدان^۳

این میدان نفتی در منطقه لرستان با روند عمومی شمال غربی- جنوب شرقی و دارای ابعاد تقریبی به طول ۵۰ و عرض ۳۵ کیلومتر می‌باشد. این میدان در خرداد ماه سال ۱۳۴۷ هجری شمسی (۱۹۶۸ میلادی) با حفر چاه شماره ۱ بر روی مخزن بنگستان کشف و تولید از آن در سال ۱۳۷۰ هجری شمسی (۱۹۹۱ میلادی) آغاز شد. تاکنون ۲ حلقه چاه در این میدان حفاری شده که هر دو چاه وجود نفت و گاز را تأیید می‌کنند. چاه شماره ۲ در سال ۱۳۴۸ در دو کیلومتری شرق چاه شماره ۱ حفر شده است [۳].

شبیه‌سازی مدل زمین‌شناسی مخزن

با استفاده از اطلاعات پتروفیزیکی و زمین‌شناسی به‌وسیله نرم‌افزار RMS، یک مدل زمین‌شناسی سه بعدی ساخته شد و کلیه ویژگی‌های سنگ مخزن اعم از تخلخل، اشباع آب، نسبت خالص به ناخالص و نفوذپذیری با استفاده از چاه‌های منطقه به‌صورت نقشه‌های هم‌تراز تهیه شدند.



شکل ۱- مدل دینامیکی کل مخزن

1. Cantarell
2. Zama (Alberta)

۳. به علت محرمانه بودن اطلاعات میدان، داده‌های موجود به صورت مختصر درج شده است.

جدول ۱- خصوصیات نفت بر حسب لایه‌های مختلف زمینه مخزن

زون نفت				
زون	نسبت خالصی به ناخالصی ^۱	اشباع آب ^۲ (%)	تخلخل ^۳ (%)	ضریب تغییر حجمی نفت ^۴ (rb/STB)
۱	۹۰/۸۵	۳۶/۹۴	۸/۶۸	۱/۳۲۴۱
۲	۷۰/۵۷	۴۱/۴۸	۵/۴	۱/۳۲۴۱
۳	۰/۰	۰/۰	۰/۰	۱/۳۲۴۱
۴	۳۱/۰۲	۲۸/۲۰	۳/۹۱	۱/۳۲۴۱
۵	۳۳/۵۷	۲۶/۴۰	۳/۶۹	۱/۳۲۴۱

جدول ۲- خصوصیات گاز بر حسب لایه‌های مختلف زمینه مخزن

زون گاز				
زون	نسبت خالصی به ناخالصی	اشباع آب (%)	تخلخل (%)	ضریب تغییر حجمی گاز (rb/STB)
۱	۹۰/۷۷	۳۶/۷۱	۸/۳۸	۰/۰۰۸۲
۲	۷۰/۱۳	۴۱/۲۶	۵/۳۴	۰/۰۰۸۲
۳	۰/۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰۰۸۲
۴	۳۲/۴۹	۲۸/۸۱	۳/۸۹	۰/۰۰۸۲
۵	۳۱/۵۷	۲۷/۲۴	۳/۶۸	۰/۰۰۸۲

جدول ۳- خصوصیات شکاف در لایه‌های مختلف مخزن

شکاف				
زون	لایه‌ها	نام	تخلخل (%)	تراوایی ^۵ (md)
۱	۳۳-۴۰	ایلام ۱	۰/۰۰۱	۱۵۰
۲	۴۱-۴۶	ایلام ۲	۰/۰۰۱	۱۲۰
۳	۴۷-۵۰	سورگه	۰/۰۰۱	۹۰
۴	۵۱-۵۲	سروک ۱	۰/۰۰۱	۲۵۰
۴	۵۳-۵۶	سروک ۱	۰/۰۰۱	۱۸۰
۵	۵۷-۶۴	سروک ۲	۰/۰۰۱	۳۰

1. Net To Gross
2. Water Saturation
3. Porosity
4. Oil Flormation Valume Factor
5. Permeability (Mili Darcy)

شبیه‌سازی مدل دینامیک مخزن

مدل دینامیک مخزن توسط نرم‌افزار Eclipse تهیه شد. در ساخت مدل دینامیک با توجه به شکاف‌دار بودن مخزن از تخلخل دوگانه^۶ و برای حل ریاضی از روش ضمنی کامل^۷ استفاده شد. شبیه‌سازی مدل سیال مخزن از معادله پنگ - رابینسون سه پارامتری تبعیت می‌کند.

شاخص‌ها به صورت نقاط گوشه‌ای^۸ و در سیستم کارترین مدل‌سازی شدند. سیگما^۹ یا ضریب شکلی مطابق با مدل کاظمی است که برابر با ۰/۰۲۵ و ارتفاع ماتریکس بلوک‌ها در جهت Z برابر با ۶/۱ متر در نظر گرفته شد [۴]. مدل مخزن ابتدا شامل ۷۳۶۰۰ شاخص بود (۵۰ شاخص در جهت X، ۲۳ شاخص در جهت Y و ۶۴ شاخص در جهت Z) و با توجه به حجم بالای شبیه‌سازی، قسمتی از مخزن که چاه‌های تولیدی در آن منطقه واقع شده‌اند به عنوان مبنای شبیه‌سازی قرار گرفت که در این منطقه حدود ۲۶۸۸ بلوک شامل ۷ شاخص در جهت X، ۶ شاخص در جهت Y و ۶۴ شاخص در جهت Z است (شکل ۲).

محدودیت‌های شبیه‌سازی

محدودیت‌های شبیه‌سازی در جدول ۴ آورده شده است.

شبیه‌سازی سیال مخزن

مدل سیال مخزن، توسط نرم‌افزار خواص ترمودینامیک سیال^۱ ساخته شد. آزمون‌های آزمایشگاهی انجام شده به ترتیب زیر است:

۱- آزمایش تعیین نقطه حباب^۲

۲- آزمایش DL^۳

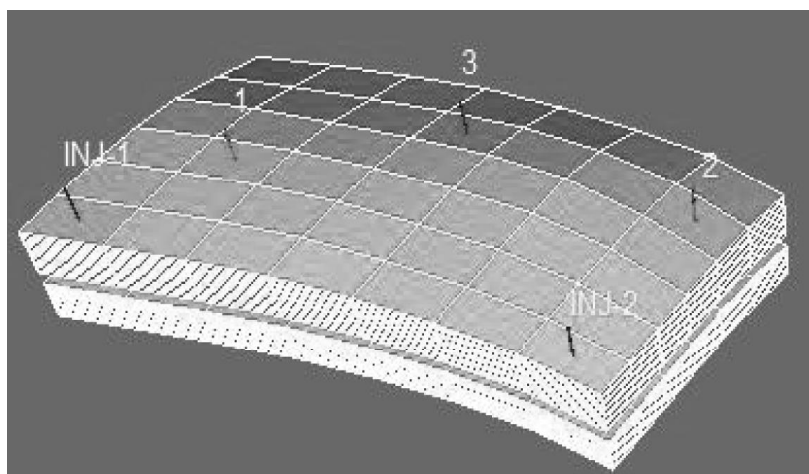
۳- آزمایش CCE^۴

۴- آزمایش اجزاء خروجی از جداکننده^۵ در شرایط اولیه مخزن

۵- آزمایش تعیین امتزاج پذیری گازهای تزریقی

۶- تعیین اجزاء گاز امتزاج پذیر در مخزن

فشار نقطه حباب با استفاده از نرم‌افزار، ۱۰۷/۷۸ اتمسفر و فشار در آزمایشگاه برابر با ۱۰۶/۷۰ اتمسفر به دست آمد که ۱٪ خطا بین فشار به دست آمده از نرم‌افزار و فشار تعیین شده در آزمایشگاه وجود دارد. با آزمایش جداکننده دو مرحله‌ای میزان متان در گازهای خروجی برابر با ۰/۸۷ درصد به دست آمد. کمترین فشار امتزاج‌پذیری برای نیتروژن ۴۵۳/۲۵ اتمسفر، برای متان ۴۶۴/۴۱ اتمسفر و برای گاز خروجی از جداکننده برابر با ۴۴۲/۳۰ اتمسفر اندازه‌گیری شد و با توجه به فشار مخزن، هیچ کدام از گازهای فوق در مخزن، امتزاج‌پذیر نیستند. لذا گاز امتزاج‌پذیر در مخزن با کاهش ۷۱/۲۶ درصد گاز متان خروجی از جداکننده تعیین شد، فشار فوق برابر با ۱۱۱/۴۶ اتمسفر است.



شکل ۲- مدل ناحیه‌ای^{۱۰} از مخزن

- | | |
|-----------------------------------|-------------------|
| 1. PVTi Model | 6. Dual Porosity |
| 2. Bubble Point Pressure | 7. Fully Implicit |
| 3. Differential Libration | 8. Corner Point |
| 4. Constant Composition Expansion | 9. Sigma |
| 5. Separator Test | 10. Sector |

جدول ۶- پیش‌بینی عملکرد مخزن تا سال ۲۰۶۰ تولید در اثر تزریق گاز متان

سناریو	گاز متان
ضریب بازیافت (%)	۲۷/۷
تولید انباشتی نفت (MMm ³)	۵/۰۵۲
تولید انباشتی گاز (MMm ³)	۵۱۰

میلیون متر مکعب می‌باشد. جدول ۷، نتایج حاصل از تزریق نیتروژن با توجه به شرایط ذکر شده را نشان می‌دهد [۵-۸].

جدول ۷- پیش‌بینی عملکرد مخزن تا سال ۲۰۶۰ تولید در اثر تزریق گاز نیتروژن

سناریو	گاز نیتروژن
ضریب بازیافت (%)	۲۷/۶۱
تولید انباشتی نفت (MMm ³)	۵/۰۳
تولید انباشتی گاز (MMm ³)	۴۵۰

تزریق نیتروژن در مخازن به دلایل زیر صورت می‌پذیرد:
 - نگهداری فشار با جابه‌جایی غیر امتزاج پذیر با استفاده از مکانیزم زهکشی ثقلی
 - به‌عنوان سیال جابه‌جاکننده گازهای هیدروکربنی از جمله جابه‌جایی امتزاج‌پذیر سیالات دی اکسید کربن، نفت و گاز مایع

- تزریق در مخازن گاز کندانس شده

- مناسب برای گازهای تولیدی از کلاهدک گازی
 - فراوان بودن از دیدگاه اقتصادی و آسان به‌دست آوردن نیتروژن
 - یک هشتم انرژی مورد نیاز برای کمپرس کردن نیتروژن در مقایسه با گاز طبیعی در یک مقیاس حجمی
 با توجه به سرعت تزریق و فشار و موقعیت، قیمت نیتروژن می‌تواند بین یک چهارم تا یک دوم کمتر از گاز طبیعی باشد. تزریق نیتروژن باعث افزایش بازیافت نفت با

جدول ۴- محدودیت‌های شبیه‌سازی

پارامترها	
تولید نفت ^۱ (m ³ /D)	۴۶۲/۵۱
ماکزیمم آب تولیدی ^۲ (%)	۰/۰۵
ماکزیمم فشار سرچاهی چاه تزریقی (atm)	۱۱۵/۶۸
پارامتر کنترلی	سرعت نفت

پیش‌بینی عملکرد مخزن

شبیه‌سازی مخزن در سناریوی تزریق نیتروژن و گاز طبیعی در مخزن انجام گرفت. تولید از اول ژانویه ۱۹۹۱ آغاز و تا ۲۰۶۰ ادامه می‌یابد. مهمترین عوامل بررسی شامل ضریب بازیافت^۳، تولید انباشتی نفت^۴ و تولید انباشتی گاز^۵ می‌باشند.

تخلیه طبیعی

در این سناریو سه چاه تولیدی در موقعیت‌های شکل ترسیمی، مدل‌سازی شد. جدول ۵ نتایج را برای تولید طبیعی نشان می‌دهد.

جدول ۵- پیش‌بینی عملکرد مخزن تا سال ۲۰۶۰ در اثر تخلیه طبیعی

سناریو	تخلیه طبیعی
ضریب بازیافت (%)	۱۴/۳
تولید انباشتی نفت (MMm ³)*	۶/۲
تولید انباشتی گاز (MMm ³)	۲۸۰

MM* = یک میلیون

تزریق گاز متان

در این سناریو سه چاه تولیدی و دو چاه تزریقی در موقعیت‌های قبلی مدل‌سازی شد. جدول ۶، نتایج تولید در اثر تزریق گاز متان را نشان می‌دهد. تولید از چاه‌ها ۴۶۲/۵۱ متر مکعب در روز و میزان تزریق برای دو چاه در نظر گرفته شده برابر با ۰/۰۸۵ میلیون متر مکعب در روز می‌باشد.

تزریق نیتروژن

میزان نیتروژن تزریقی در چاه‌های فوق با توجه به محدودیت‌های مخزن که در جدول ۴ آمده است، ۰/۲۸

1. Oil Production (Cubic Meter /Day)
2. Maximum Water Cut
3. Recovery Factor .
4. Field Oil Production Total
5. Field Gas Production Rate

تزریق گاز غنی شده

گاز غنی شده با استفاده از کاهش متان حاصل از گاز خروجی از جداکننده به دست می‌آید تا امتزاج‌پذیری در مخزن اتفاق افتد. نتایج حاصل از تزریق گاز غنی شده در جدول ۹ آورده شده است. میزان تزریق در چاه‌های فوق در این سناریو برابر ۰/۰۵۷ میلیون متر مکعب می‌باشد. نتایج بازیافت نهایی در شکل ۳ آورده شده است.

جدول ۹- پیش‌بینی عملکرد مخزن تا سال ۲۰۶۰ تولید در اثر تزریق گاز غنی شده

سناریو	گاز غنی شده
ضریب بازیافت (%)	۴۰
تولید انباشتی نفت (MMm ³)	۹۰/۱۴
تولید انباشتی گاز (MMm ³)	۲۱۰۶۸

مراحل تفسیر اقتصادی

انجام عملیات اقتصادی بر اساس معیارهای تعیین شده هر شرکت اقتصادی است. مهندسیین تولید یا مخزن، پاسخگوی توجیه توسعه اقتصادی با داده‌های ورودی از علم مدیریت هستند. آنها سناریوهای توسعه پروژه‌ها را فرمولاسیون کرده و مهندسیین و زمین‌شناس‌ها اولین ارائه‌کننده در هدایت اهداف مدیریت هستند و موارد زیر را در پروژه انجام می‌دهند:

- الف- انتخاب تولید، عملیات و داده‌های اقتصادی
- ب- محاسبه‌های اقتصادی که مهندسیین و زمین‌شناس‌ها آن را انجام می‌دهند.
- ج- آنالیز ریسک انجام عملیات و انتخاب بهترین پروژه

اطلاعات مورد نیاز در رابطه با محاسبات اقتصادی

- الف- سرعت تولید نفت و گاز بر حسب زمان
 - ب- حجم سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی و غیر عملیاتی
 - ج- امتیاز تولید / نرخ تنزیل
- مالیات محلی و دولتی (تولید، تفکیک، بر اساس ارزش کالا)

مالیات درآمدهای پیمانی و برنامه‌های کاهش استهلاک

1. Gravity Drainage
2. Cryogenic Air Separation

استفاده از مکانیزم زه‌کشی ثقلی^۱ می‌شود [۹].

دستگاه جداسازی تبرید هوا^۲ برای تولید نیتروژن

سیستم جداسازی تبرید هوا روشی قابل انعطاف و اقتصادی برای تولید حجم بالایی از نیتروژن است. در سراسر جهان، سیستم‌های کارخانه‌ای جداسازی نیتروژن زمینی و دریایی وجود دارند که ظرفیت تولید آنها به حدود ۱۷ میلیون متر مکعب در روز می‌رسد. البته باید به این نکته توجه کرد که میزان فشار مورد نیاز برای تزریق در مخزن، هزینه‌های بیشتری را برای تولید نیتروژن می‌طلبد. به عنوان مثال هزینه تأمین فشار ۵۴۴/۳۷ اتمسفر در حدود ۵ تا ۱۰ درصد بیشتر از فشار ۳۴۰/۲۳ اتمسفر است. از طرفی میزان درصد خلوص نیتروژن تزریقی نیز از دیگر مواردی است که هزینه‌های متفاوتی را متحمل می‌کند. مهم‌ترین عامل‌های اقتصادی که بر تولید تبرید نیتروژن مؤثرند عبارتند از:

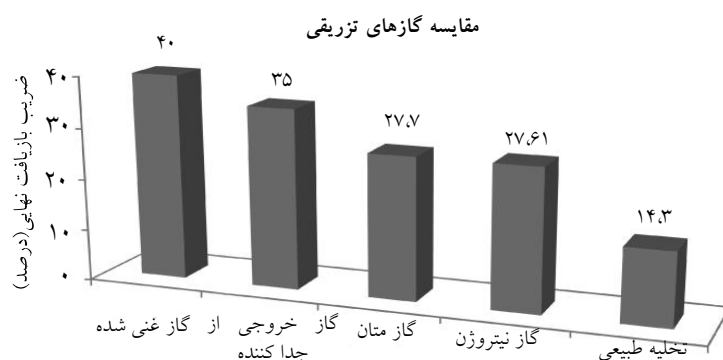
- قیمت دستگاه جداسازی تبرید هوا
- قیمت تجهیزات کمپرس کننده
- قیمت انرژی‌های مورد نیاز برای تولید و کمپرس کردن نیتروژن
- مکان مورد نیاز برای تأسیس کارخانه تولید نیتروژن
- قیمت تمام شده هر ۰/۰۲۸ میلیون متر مکعب نیتروژن
- زمان شروع تزریق نیتروژن
- قیمت گاز تولید شده بعد از رسیدن نیتروژن به چاه‌های تولیدی

تزریق گاز خروجی از جداکننده

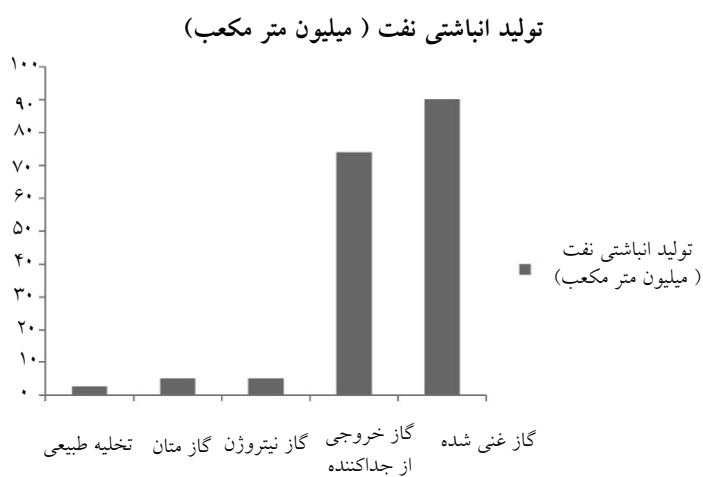
در این سناریو گاز خروجی از جداکننده که توسط آزمایش خواص ترمودینامیک سیال انجام شد به عنوان گاز تزریقی مورد استفاده قرار گرفت. میزان تزریق در چاه‌های فوق ۰/۰۸۵ میلیون متر مکعب بود. جدول ۸، نتایج حاصل از تزریق گاز خروجی از جداکننده را نشان می‌دهد.

جدول ۸- پیش‌بینی عملکرد مخزن تا سال ۲۰۶۰، تولید در اثر تزریق گاز خروجی از جداکننده

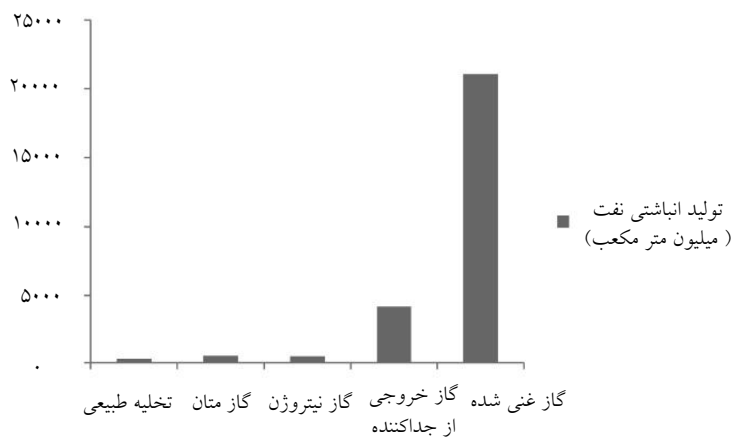
سناریو	گاز خروجی از جداکننده
ضریب بازیافت (%)	۳۵
تولید انباشتی نفت (MMm ³)	۷۳/۹۳
تولید انباشتی گاز (MMm ³)	۴۱۹۱



شکل ۳- مقایسه باز یافت نهایی در سناریوهای مختلف تزریق



شکل ۴- مقایسه تولید نهایی نفت در سناریوهای مختلف تزریق



شکل ۵- مقایسه نسبت گاز به نفت در سناریوهای مختلف

معیارهای اقتصادی

در این روش ارزیابی، هنگامی سرمایه‌گذاری در یک پروژه مورد قبول واقع خواهد شد که مقدار ارزش خالص فعلی دارایی برای یک طرح، عدد مثبتی باشد که طرح فوق قابل قبول و سودآور شناخته می‌شود و اگر مقدار ارزش خالص فعلی دارایی عدد منفی باشد، آن طرح غیر قابل قبول و زیان‌آور است. به عبارت دیگر حداقل نرخ سود پروژه برابر با حداقل بهره مورد انتظار می‌باشد.

تصمیم‌گیری دقیق تجاری، نیازمند دقت در اندازه‌گیری مقادیر با هدف سرمایه‌گذاری بهینه و استفاده از فرصت‌های مالی است. هر سازمان معیارهای اقتصادی مربوط به خود را دارد که با معیارهای الگو مقایسه می‌شوند تا بهترین و مفیدترین استراتژی را برای خود برگزینند.

ارزش خالص فعلی^۱ (NPV)

برآورد اقتصادی تولید
با توجه به محاسبات اقتصادی در رابطه با تولید نیتروژن از ابتدا تا انتها که شامل تأمین دستگاه تبرید هوا، هزینه مصرف انرژی، دستگاه‌های کمپرس‌کننده و برج‌های تقطیر تا تولید نهایی نیتروژن است، هزینه تولید هر ۰/۰۲۸ میلیون مترمکعب نیتروژن با توجه به فشار و خلوص بین ۳۳۰۰ تا ۳۶۰۰ دلار است.

در این روش، ابتدا تمامی درآمدها و هزینه‌ها (گردش نقدی) در آینده با یک نرخ تنزیل مناسب به معادل درآمدها در زمان شروع پروژه تبدیل می‌شوند و سپس سرمایه اولیه مورد نیاز از آن کسر می‌شود. عدد به‌دست آمده به عنوان شاخص ارزش خالص فعلی دارایی در مقایسه‌ها شناخته می‌شود. رابطه زیر برای این منظور ارائه شده است. ارزش خالص فعلی با نرخ سود مورد انتظار، بیشینه مقداری است که برای خرید یک پروژه در زمان حال پرداخت شود. ارزش خالص فعلی، نماینده بازگشت سرمایه پیش‌بینی شده در کمینه زمان می‌باشد که در شرط اولیه قابل قبول می‌باشد.

میزان هزینه تولید گاز طبیعی به ازای هر ۰/۰۲۸ میلیون مترمکعب برابر با ۶۰۰۰ دلار می‌باشد. هزینه تولید گاز طبیعی حدود ۲ برابر تولید نیتروژن است.

ارزش خالص فعلی گردش آتی و جوه نقد = ارزش خالص فعلی
(۲) ارزش فعلی سرمایه‌گذاری‌های اولیه -

$$NPV = \sum_{i=1}^N Pi - I \quad (3)$$

بررسی اقتصادی و تزریق
مدیریت مخزن نیازمند بررسی اقتصادی و آنالیز خصوصیات مخزن در طول عمر مخزن است. آنالیز پروژه‌های اقتصادی نیازمند تلاشی وسیع در تمامی زمینه‌ها و برقراری ارتباط قوی میان گروه‌های مختلف می‌باشد.

NPV: شاخص ارزش خالص فعلی
Pi: معادل فعلی درآمد خالص در دوره iام (ماه یا سال (iام)

تزریق گازهای طبیعی و نیتروژن بر مبنای موارد بیان شده انجام پذیرفت حال باید به مواردی که مورد محاسبه اقتصادی قرار می‌گیرند پرداخت. چون از سال ۲۰۰۶ چاه‌های تزریقی و چاه شماره ۳ حفاری شده است، مبنای محاسبات اقتصادی از سال ۲۰۰۶ تا ۲۰۶۰ می‌باشد. با توجه به ۳ چاه جدید حفاری شده، هزینه‌ها و فرضیات در جدول ۱۰ آورده شده است.

I: میزان سرمایه‌گذاری در زمان حال
N: تعداد دوره (ماه یا سال) عمر مفید پروژه در رابطه بالا
مقدار Pi به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$Pi = Fi / (1+K)^{ni} \quad (4)$$

هزینه حفاری هر چاه حدود هفت میلیون و سیصد هزار دلار در خشکی در نظر گرفته شده است. ارزش خالص فعلی محاسبه شده با استفاده از فرمول‌هایی که ارائه شد، نشان می‌دهد که تزریق متان نسبت به نیتروژن برآورد

که در آن:
Fi: درآمد خالص کسب شده در دوره iام
K: حداقل نرخ بهره مورد انتظار
n: زمان (تعداد دوره زمانی از زمان حال) کسب درآمد iام
هستند. به این ترتیب رابطه‌های بالا را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$NPV = (\sum_{i=1}^N \frac{Fi}{(1+K)^{ni}} - I) \quad (5)$$

جدول ۱۱- ارزش خالص فعلی حاصل از محاسبات اقتصادی

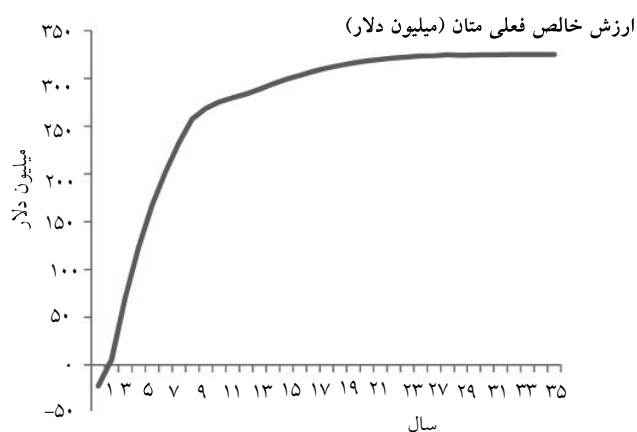
میلیون دلار	گاز تزریقی
۳۲۵/۲۵۶۵۲	گاز طبیعی
۲۶۷/۱۲۰۶۸	نیتروژن

اقتصادی بهتری را در شرایط این میدان دارد. این تفاوت به علت کم بودن میزان گاز طبیعی تزریقی به مخزن در مقایسه با نیتروژن با همان میزان بازیافت و نیز قیمت گاز طبیعی که دو برابر گاز نیتروژن است. ارقام به دست آمده در جدول ۱۱ آورده شده است.

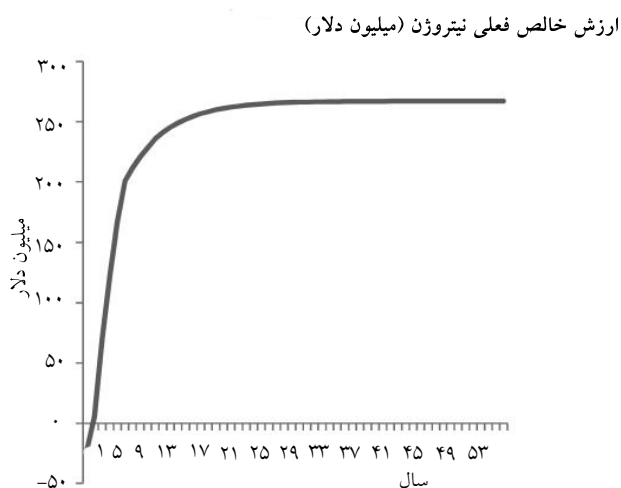
نمودار تغییرات ارزش خالص فعلی نسبت به زمان برای گازهای متان و نیتروژن در شکل های ۶ و ۷ نشان داده می شود.

جدول ۱۰- هزینه های در نظر گرفته شده در محاسبات

فرضیات	
سرمایه اولیه	۲۲ میلیون دلار
هزینه سالانه عملیاتی	۳٪ سرمایه اولیه
متوسط قیمت نفت	۵۱۹/۰۳ دلار بر مترمکعب
متوسط قیمت گاز	۰/۲۱۴ دلار بر مترمکعب
متوسط قیمت نیتروژن	۰/۱۲۹ دلار بر مترمکعب
دوره میزان تورم در نظر گرفته شده	۱۲ سال
بهره	۰/۲
مالیات	۰



شکل ۶- ارزش خالص فعلی نسبت به سال برای گاز متان



شکل ۷- ارزش خالص فعلی نسبت به سال برای گاز نیتروژن

نتیجه‌گیری

تولید نفت را دارد، در حالی که تزریق نیتروژن و گاز خروجی از جداکننده در لایه‌های بالایی، بیشترین تولید نهایی را خواهند داشت. گاز غنی شده به علت اینکه در مخزن امتزاج پذیر است، بیشترین بازیافت نهایی را خواهد داشت. با توجه به نتایج به دست آمده، تزریق نیتروژن برای نگهداری فشار و تزریق گازهای دیگر برای افزایش تولید در مخزن صورت گرفته است. بازیافت نفت از میدان مورد نظر به وسیله تزریق گاز متان ۲۷/۷ درصد و با تزریق نیتروژن حدود ۲۷/۶۱ درصد است که تقریباً بازیافت یکسانی را با توجه به شرایط مخزن دارد.

برآورد اقتصادی نشان می‌دهد که ارزش خالص فعلی دارایی به دست آمده برای متان ۳۲۵ میلیون دلار و برای نیتروژن ۲۶۷ میلیون دلار است. همان‌طور که قبلاً ذکر شد، میزان بازیافت هر دو گاز بسیار نزدیک به هم است و تفاوت ارزش خالص فعلی دارایی دو گاز در میزان بیشتر تزریق نیتروژن در مقایسه با متان در بازیافت یکسان است.

نتایج مدل‌سازی نشان می‌دهند که مکانیزم اصلی در فرایندهای مختلف تزریق گاز، زه‌کشی ثقلی است و یکی دیگر از مکانیزم‌های تأثیر گذار در تولید، انبساط کلاهک گازی است. آزمون‌های آزمایشگاهی کمترین فشار امتزاج پذیری را نشان می‌دهند که گازهای متان، نیتروژن و گاز خروجی از جداکننده در مخزن غیر امتزاج پذیر هستند. با کاهش ۷۱/۲۶٪ گاز متان موجود در گازهای خروجی از جداکننده، گاز فوق را غنی ساخته و گاز امتزاج پذیر در مخزن به دست می‌آید.

با بررسی نتایج حاصل از این تحقیق می‌توان گفت: میزان بازیافت نهایی به ترتیب با تزریق گاز غنی شده، گاز خروجی از جداکننده، متان و نیتروژن نسبت به تخلیه طبیعی افزایش می‌یابد.

نتایج حاصل از مدل‌سازی همچنین نشان می‌دهند که تزریق گاز متان و گاز غنی شده در تمامی لایه‌ها بیشترین

منابع

- [1] Rodriguez F., Sanchez J.L. & Nava G., "Mechanisms and main parameters affecting nitrogen distribution in the gas cap of the supergiant akal reservoir in the cantarell complex", SPE 90288, 2004.
- [2] Smith A.S. et al, "Geomechanical testing and modeling of reservoir and cap rock integrity in an acid gas EOR/sequestration project", Zama, Alberta, Canada, ScienceDirect, Vol. 1, pp. 2169-2176, 2009.
- [3]. اطلاعات نفت مرکزی
- [4] Kazemi H., *Naturally fractured reservoirs*, Lecture, Third International Forum on Reservoir Simulation, Baden, Austria, 53P, 1990.
- [5] Arevalo V. & F. Samaniego V., Pemex and UNAM; F.F. Lopez C. and E. Urquica S., "IMP, On the Exploitation Conditions of the Akal Reservoir Considering Gas Cap Nitrogen Injection", SPE 35319, 1996.
- [6] Rodriguez F., Sanchez J.L. & Nava G., "Mechanisms and main parameters affecting nitrogen distribution in the gas cap of the supergiant akal reservoir in the cantarell complex", SPE 90288, 2004.
- [7] Sepehrmoori K. & Vicencio O.A., "Simulation of nitrogen into naturally fractured reservoirs based on uncertain properties and proper matrix grid resolution", SPE 104038, 2006.
- [8] Sepehrmoori K. & Vicencio O.A., "Simulation of nitro. gen injection into naturally fractured reservoirs", SPE 92110, 2004.
- [9] Sanchez J.L. & Rodriguez F., "Nitrogen injection in the cantarell complex: results after four years of oeration", SPE 97385, 2005.