فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال هجدهم / شماره ۷۶/ بهار ۱۴۰۲ / صفحات ۱۱۵-۸۷

ارزیابی فنی اقتصادی مخازن نفتی در قالب مدیریت بهینه توسعه مخزن (مطالعه موردی مخزن آسماری یکی از میادین جنوب غربی ایران)

احسان سعادت‌زاده[1]
دانشجوی دکترای مهندسی نفت، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران،
Ehsansaadatzadeh@gmail.com

سپیده عصاریان
کارشناسی ارشد حقوق خصوصی، مرکز آموزش‌های بین‌الملل خلیج فارس، آبادان، ایران،
Sesassarian@gmail.com

ابوذر سلیمان‌زاده
دکترای مهندسی نفت، استادیار دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران،
A.soleymanzadeh@put.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۸/۰۴ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۶/۰۹

چکیده

ارزیابی فنی اقتصادی در یک میدان نفتی به معنای بهره گیری از تکنولوژی‌های متفاوت و برنامه ریزی صحیح در جهت حداکثر سازی میزان استحصال هیدروکربور و حداقل سازی ریسک‌ها و هزینه هاست. تحقیق حاضر شامل ارزیابی فنی و اقتصادی بر روی یکی از مخازن توسعه نیافته در جنوب غربی ایران است. این مطالعه به دنبال یافتن بهینه ترین سناریو برای توسعه‌ی این میدان نفتی است. تخمین میزان هیدروکربور قابل استحصال با استفاده از روش احتمالی مونت کارلو و با در نظر گرفتن عملکرد دینامیک مخزن انجام شده، سپس با درنظرگرفتن تاریخچه‌ی تولید میدان و ساختن مدل دینامیک مخزن، چند سناریو برای پیش بینی رفتار آینده مخزن تعریف گردیده است. در نهایت با ارزیابی اقتصادی سناریوهای تعیین شده در قالب مدیریت هزینه‌ها و آنالیز حساسیت، سازگارترین سناریو که دارای بیشترین میزان ضریب بازیافت مخزن و بهترین شاخصه‌های اقتصادی از لحاظ سودآوری و بازگشت سرمایه است به عنوان سناریوی برتر توسعه برگزیده شده است. در این سناریو، تولید از مخزن نفتی با حفر ۱۴ چاه جدید طی ۱۴ سال و با حفظ نرخ تولید حداکثر ۱۰ هزار بشکه در روز با ضریب بازیافت ۲۹/۷ درصد با کل هزینه نهایی ۰/۹۹۵ میلیارد دلار و ارزش فعلی تجمعی ۲/۱۳۶ میلیارد دلار صورت می‌پذیرد. با توجه به توسعه نیافته بودن میدان نفتی مورد مطالعه و عدم وجود برنامه‌ی توسعه درآن، می‌توان به این نکته اشاره کرد که سرمایه گذاری در مخازن توسعه نیافته بر مبنای تحلیل‌های دقیق اقتصادی می‌تواند بسیار سودآور بوده و به نگهداشت منابع حیاتی کشور کمک شایان توجهی نماید.

طبقه‌بندی JEL: C63، G31، O13، O20، Q40.

کلیدواژه‌ها: ارزیابی فنی اقتصادی، مخزن توسعه نیافته، مدلسازی دینامیک، ارزش فعلی تجمعی، ضریب بازیافت، مونت کارلو.

---

۱. نویسنده مسئول

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

۱- مقدمه

فراوانی میادین هیدروکربوری کشور در کنار اهمیت برداشت صیانتی و اقتصادی از میادین هیدروکربوری با رعایت حداکثرسازی ضریب بازیافت مخازن ایجاب می‌نماید تا از یک راهبرد نظام مند و برنامه محور برای توسعه‌ی میادین استفاده شود (شادی زاده و همکاران، ۲۰۱۶). شناسایی درست میدان نفتی و مشخصات مخزن نفتی دارای هیدروکربور، با کاهش عدم قطعیت‌های موجود در مدلسازی مخزن و انتخاب روش مناسب و سازگار برای توسعه مخزن ارتباط مستقیم و تنگاتنگ دارد(Peacock, 2019). مخازن نفت و گاز ایران درصد قابل توجهی از ذخایر نفت و گاز جهانی را تشکیل می‌دهند. متاسفانه به دلیل کمبودها و ضعف هایی که در بخش‌های مختلف صنعت نفت ایران وجود دارد، بازدهی از مخازن پایین است. اکثر مخازن نفتی و گازی ایران از نوع کربناته هستند که رسیدن به بازدهی بالا در این مخازن به دلیل ناهمگنی و پیچیدگی خواص سنگ، مشکل است (جمشیدنژاد، ۲۰۰۲).

در آغاز مطالعه یک میدان، آنالیز دقیق داده‌های اولیه در تعیین مشخصات مخزن و همچنین تخمین هیدروکربن درجای مخزن به عنوان نتیجه اصلی فاز اولیه بسیار موثر است. در فاز دوم مطالعه شبیه سازی ساختاری و مدلسازی دینامیک مخزن برپایه مشخصات مخزن انجام می‌گیرد (Mishra, 2016) . در ادامه، تطابق تاریخچه داده‌های واقعی عملکرد تولیدی مخزن با اطلاعات حاصل از شبیه ساز مقایسه می‌گردد. چراکه انطباق خوب تاریخچه مخزن به معنای تایید مدلسازی دینامیک مخزن است (Khelil, 1978) . فاز سوم مطالعه، به پیش بینی عملکرد آینده مخزن تحت شرایط تولیدی و توسعه‌ای مختلف اختصاص دارد. بر این اساس، چند سناریوی سازگار با شرایط و مشخصات مخزن تعریف شده و از میان آن‌ها بهینه ترین سناریو که دارای بیشترین ضریب بازیافت و حداقل هزینه‌ها و حداکثر شاخص بهره دهی باشد برگزیده می‌شود (Moradpour, 2014).

طبق تعریف، مخازن توسعه یافته قادر به تولید از چاه‌های موجود در مخزن با نرخ مشخص تولیدی هستند؛ اما مخازن توسعه نیافته، مخازنی هستند که یا در برخی نواحی قابل تولید آن‌ها حفاری صورت نگرفته (نیاز به حفاری جدید دارند) و یا دارای قابلیت

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

تولید از چاه‌های موجود در میدان با صرف هزینه مالی و زمانی بسیار زیاد هستند. طی سال‌های گذشته، بسیاری از میادین نفتی کشف شده به عنوان غیر تجاری درنظر گرفته شده و به دلایل مختلف فنی و اقتصادی توسعه نیافته اند. در حالی که چنانچه این مخازن توسعه بیابند، با توجه به منابع نفتی محدود جهان، می‌توانند اثر مثبت قابل توجهی بر روی اقتصاد کشورهای دارای منابع نفتی داشته باشند (Allahyari, 2018). برای مدل اقتصادی پروژه‌های نفتی براساس جریان وجوه نقدی تنزیل شده برخی از پارامترها و شاخص‌های ویژه تعریف می‌گردد. خالص ارزش فعلی (NPV) به عنوان مجموع ارزش‌های فعلی جریان‌های نقدی ورودی و خروجی در یک دوره زمانی تعریف می‌شود. پس از محاسبه جریان نقدی برای هر دوره، ارزش فعلی هر دوره محاسبه شده و ارزش فعلی متناظر هر دوره با تنزیل ارزش آتی آن با نرخ بازده دوره‌ای که توسط بازار دیکته می‌شود، به دست می‌آید. فرمول گسسته زمانی NPV در زیر آورده شده است.

(معادله ۱)

$$Cum.\ NPV(i) = \sum_{t=0}^{N} \frac{\mathrm{NCF}}{(1+i)^t}$$

که NCF جریان وجوه نقدی خالص است که در هر زمان به پول داده می‌شود، و i نرخ تنزیل است که به عنوان نرخ بازدهی که می‌تواند در سرمایه گذاری در بازار به دست آید تعریف می‌شود و t بازه زمانی است که بر حسب سال بیان می‌شود. جریان نقدی خالص (NCF) در معادله زیر آورده شده است (Berk, 2015).

(معادله ۲)

$$IRR(\%) = i\ When\ Cummulative\ NPV\ Equals\ Total\ Expenses$$

که،

(معادله ۳)

$$IRR(\%) = i\ When\ Cummulative\ NPV\ Equals\ Total\ Expenses$$

(معادله ۴)

$$IRR(\%) = i\ When\ Cummulative\ NPV\ Equals\ Total\ Expenses$$

نرخ بازگشت سرمایه داخلی (IRR) نشانه اولیه برای توجیه پروژه از نظر سرمایه گذاری است و به صورت معادله زیر تعریف می‌شود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

(معادله ۵)

$$IRR(\%) = i\ When\ Cummulative\ NPV\ Equals\ Total\ Expenses$$

دومین نشانه‌ای که سودآوری استراتژی را نشان می‌دهد، شاخص سودآوری (PI) است و به صورت معادله زیر تعریف می‌شود(El-Reedy, 2021).

(معادله ۶)

$$PI = 1 + \frac{Cum.NPV\ at\ i = 0.1}{Initial\ Investment\ (CAPEX)}$$

توجیه اقتصادی برداشت نفت از هر میدان و مخزن کاملاً تحت تاثیر عملکرد برداشت در رفتار کنونی و آینده‌ی مخزن است. نتیجتاً، ارزیابی گذشته و حال عملکرد مخزن و همچنین پیش بینی آینده‌ی رفتاری آن، برای فرآیند مدیریت مخزن و ارزیابی کلی مخزن ضروری است. روش‌های سنتی حجمی و موازنه مواد و روش‌های جدید احتمالی برای تخمین ذخیره‌ی مخزن و هیدروکربور قابل استحصال آن، و شبیه سازی‌های پیشرفته در قالب مدل‌های نفت سیاه و نفت ترکیبی و شبیه سازی عددی سناریوهای توسعه میدان، برای تحلیل عملکرد مخزن و تخمین ذخایر مورد استفاده قرار می‌گیرند. شبیه سازی مخزن نقش اساسی در تدوین برنامه اولیه و تطابق تاریخچه و بهینه سازی تولید آینده بازی می‌کند. امروزه، شبیه سازی عددی مخازن، به طور گسترده برای ارزیابی مخزن مورد استفاده قرار می گیرد. دلیل استفاده‌ی گسترده آن را می توان توانایی حل مسائلی دانست که با هیچ روش دیگری قابل حل نمی باشند. شبیه سازی را می توان تنها راه موجود جهت توصیف جریانِ چند فازی در یک مخزن غیر همگن با یک برنامه‌ی زمان بندی برای تولید، دانست. از آنجا که کاربرد اصلی شبیه سازی، عمدتاً برای پیش بینی‌های تفصیلی عملکرد مخازن، در برنامه‌های بلند مدت یا متوسط است، لذا شبیه سازی در اکثر مواقع توانسته این نیاز را با موفقیت بر طرف کرده و در نتیجه به عنوان یک ابزار مدیریتی مهم برای بیشتر مخازن در نظر گرفته شود (حسنوند و همکاران، ۲۰۱۱). در این مطالعه، یکی از مخازن نفتی توسعه نیافته‌ی جنوب غربی ایران که دارای ۱۲ حلقه چاه است مورد مطالعه قرار گرفته است. اولین چاه اکتشافی در این میدان نفتی در سال ۱۳۵۹ شمسی حفر گردیده

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

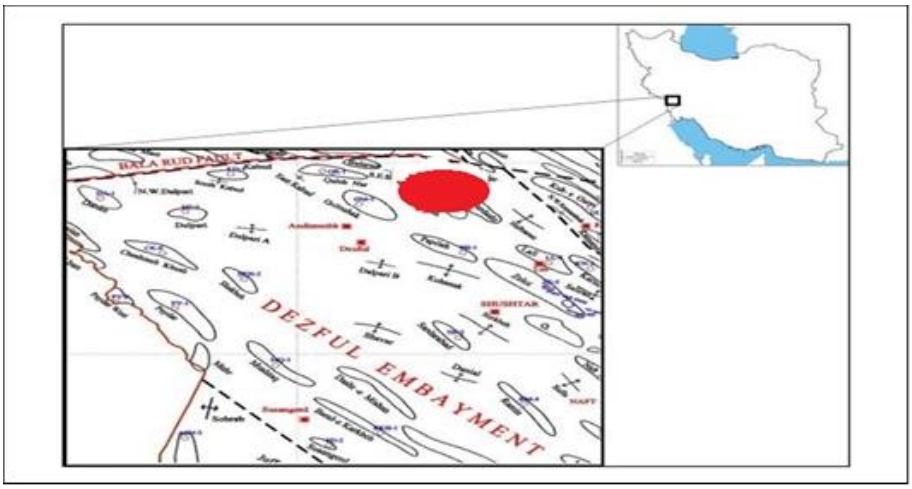
و وجود هیدروکربور در مخزن طاقدیسی آن به اثبات رسیده است. پس از آن طی حدود بیست سال به تدریج ۱۱ حلقه چاه که ۱ حلقه آن برای تزریق گاز بنگستان به دلیل جبران افت فشار سایر چاه‌ها بوده است، در میدان حفاری گردیده است. به دلیل عدم وجود برنامه توسعه صحیح میدان، افت فشار مخزن نفتی بسیار زیاد بوده و تمام چاه‌های مخزن دچار مشکلاتی از قبیل تولید آب نمک، شن و گاز شده اند. این مخزن نفتی که جزء مخازن توسعه نیافته طبقه بندی می‌گردد می‌تواند کاندید مناسبی برای مطالعه و بررسی پتانسیل تولید و قابلیت توسعه و سودآوری باشد؛ زیرا هیچ گونه استراتژی توسعه و برنامه بهینه سازگار با شرایط مخزن حداقل طی دو دهه گذشته در آن انجام نگردیده و اگر این مخزن توسعه نیافته قادر به تولید از طریق مدلسازی و پیش بینی تولید دقیق شود و شاخص سودآوری آن به میزان قابل توجهی مثبت گردد، آنگاه سرمایه گذاری در چنین مخزنی منطقی خواهد بود. تحقیق حاضر در تلاش برای یافتن تولید بهینه مخزن و تعیین یک برنامه و استراتژی راهنما برای توسعه مخزن است. هدف نهایی این پروژه پس از ساخت مدل مخزن، ارزیابی عملکرد مخزن، تعیین مکان چاه های جدید جهت تخلیه مخزن، تخمین ذخیره‌ی نفت مخزن و پیشنهاد بهینه‌ی روش برداشت از مخزن می باشد. با استفاده از مدل ساخته شده، تطبیق تاریخچه‌ی تولید، انجام گرفته و الگوهای مختلف جهت تولید، بررسی خواهد شد. مهمترین نتیجه‌ی این پروژه نحوه‌ی تولید ذخیره‌ی نفت باقی مانده و توسعه‌ی مخزن می باشد.

۲- معرفی میدان نفتی مورد مطالعه

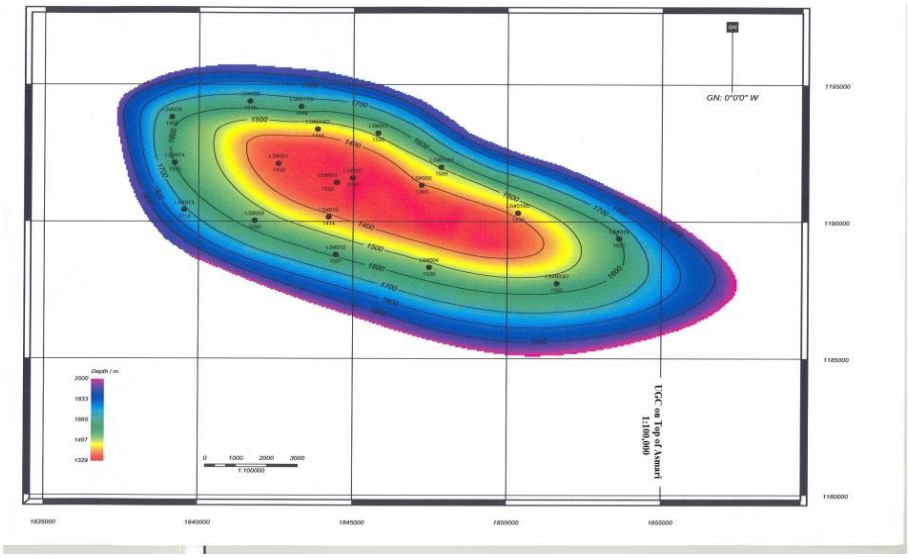
این میدان نفتی در جنوب غربی ایران در شمال فرو افتادگی دزفول و حدوداً در ۴۰ کیلومتری شمال شرق شهرستان دزفول واقع شده است. شکل ۱ موقیت میدان و شکل ۲ نقشه خطوط متقاطع زیرزمینی (UGC Map) میدان و موقعیت چاه‌های میدان را نمایش می‌دهد. همچنین ساختار رسوبات میدان از شمال شرقی تا جنوب غربی در شکل ۳ نشان داده شده است. در ابتدا با هدف تولید از مخزن آسماری به بهره برداری رسیده است. اما به دلیل عدم شناخت دقیق مشخصات مخزن، عدم تعیین ناهمگونی مخزن، عدم تخمین دقیق آبده و عدم وجود طرح توسعه‌ی مدون و دقیق، کلیه چاه‌های حفر شده در میدان دچار مشکلاتی از قبیل تولید گاز، آب نمک و شن گردیده و در

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

حال حاضر میدان نفتی فوق الذکر فاقد دبی تولیدی می‌باشد. لذا طراحی برنامه‌ی توسعه که سازگار با شرایط و ویژگی‌های میدان نفتی بوده و بتواند از لحاظ اقتصادی به صرفه باشد، بسیار ضروری به نظر می‌رسد. وضعیت حال حاضر چاه‌های میدان در جدول ۱ آمده است.

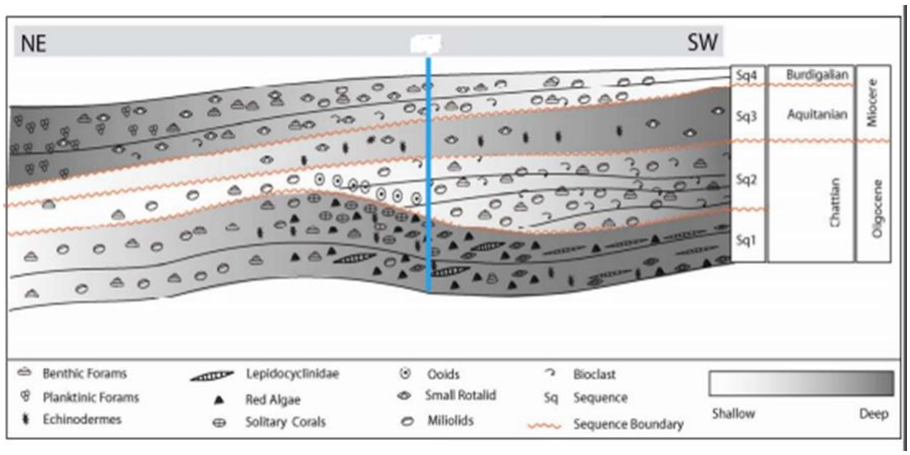


شکل ۱. موقعیت میدان مورد مطالعه



شکل ۲. موقعیت خطوط متقاطع زیرزمینی میدان

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]



شکل ۳. ساختار رسوبات مخزن از شمال شرقی تا جنوب غربی

جدول ۱. وضعیت چاه‌های میدان نفتی مورد مطالعه

چاه	سال حفر چاه (خورشیدی)	دبی تولیدی اولیه (بشکه در روز)	دبی اکنون (بشکه در روز)	مشکل اصلی
۱	۱۳۵۹	۱۴	۰/۵	تولید گاز و شن
۲	۱۳۶۱	۱۵	۱	تولید گاز و آب نمک
۳	۱۳۶۳	۱۳/۵	۰	تولید گاز و شن
۴	۱۳۶۴	۰/۵	۰	تولید گاز و آب نمک
۵	۱۳۶۵	۱۴/۸	۳	تولید گاز و آب نمک
۶	۱۳۶۷	۸	۱/۷	تولید گاز و آب نمک و شن
۷	۱۳۷۳	۵	۱/۷	تولید گاز و آب نمک
۸	۱۳۷۴	۱۴	۰/۷	تولید گاز و آب نمک و شن
۱۰	۱۳۸۰	۶	۰/۸	تولید گاز و آب نمک
۱۲	۱۳۸۰	۸	۰/۶	تولید گاز و آب نمک و شن
۱۳ تزریقی	۱۳۸۳	-	-	-
۱۴	۱۳۸۴	۵	۱/۱	تولید گاز و شن

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

۳- پیشینه پژوهش

در برخی از مطالعات میادین نفت و گاز، طرحی برای توسعه و مدیریت میدان ارائه گردیده است که از جمله آن به موارد زیر می‌توان اشاره نمود. خلیل (۱۹۷۸) از نتایج مطالعه میدانی در الجزایر برای تولید یک طرح جامع توسعه‌ای بر اساس محاسبات حجمی نفت و گاز، پتانسیل تولید، منابع سرمایه گذاری و تحلیل اقتصادی استفاده کرد. این ارائه شامل موارد زیر است: ذخایر گاز و هیدروکربن مایع و پتانسیل تولید برنامه ریزی شده، نیازهای سرمایه گذاری، پتانسیل مالی، الزامات سرمایه گذاری، پیش بینی مالی در دوره ۱۹۷۶-۲۰۰۵، کل پیش بینی گاز و نفت در دوره ۱۹۷۶-۲۰۰۵، کل گاز و نفت تجزیه و تحلیل جریان نقدی، و تجزیه و تحلیل حساسیت به تغییرات در درآمدها، هزینه‌های سرمایه ای. همچنین کوتز (۱۹۹۵) با استفاده از مدلسازی ترکیبی در یک مخزن نفت به روش شبیه سازی سه بعدی و ۳ فازی دست یافت. آنتوننکو (۲۰۰۶) طرح توسعه یک میدان نفتی را بر اساس ضریب بازیافت نفت و محاسبات اقتصادی خالص ارزش فعلی تهیه کرد تا پتانسیل سودآوری و امکان سرمایه گذاری در میدان فوق الذکر تعیین گردد.صلیح (۲۰۱۶) تخمین نفت قابل استحصال مخزن را با سه روش حجمی، موازنه مواد و تحلیل منحنی نزولی تعیین و بر اساس آنها سناریوی توسعه میدان نفتی حکیم در لیبی را ارائه کرد. جون (۲۰۱۶) یک طرح توسعه برای میدان میعانات گازی در ویتنام با در نظر گرفتن شرایط و عدم قطعیت‌های اقتصادی بر اساس شبیه سازی ارائه کرد که در این طرح توسعه، تعداد چاه‌های تولید و تزریق، مکان چاه‌ها، زمان‌بندی حفاری، نرخ تولید، نرخ تزریق و فواصل تکمیل چاه ارائه شده و تحلیل‌های اقتصادی بر اساس خالص ارزش فعلی، میزان بازیافت نفت، هزینه‌های عملیاتی و هزینه‌های سرمایه‌ای مورد بررسی قرار گرفته است. در میدان مورد مطالعه نکته حائز اهمیت، عدم توسعه میدان در قالب مدل فنی-اقتصادی یکپارچه و عدم مدیریت تولید و توسعه بهینه مخزن در دو دهه گذشته و وجود پتانسیل بازیافت نفت بر اساس بررسی‌های ساختاری و دینامیک مخزن است. استفاده از تکنیک‌های جدید مدلسازی مخازن نفت و گاز و تحلیل اقتصادی مخزن در جهت تعیین پتانسیل سرمایه گذاری در میدان مورد مطالعه، امری مهم در تحقق سودآوری از پروژه‌های میادین نفتی و حفظ منابع حیاتی کشور است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

۴- روش تحقیق

تخمین میزان نفت قابل استحصال مخزن مورد مطالعه یکی از مهمترین اهداف تحقیق می‌باشد. در قدم نخست، با استفاده از داده‌های حاصل از آنالیز مغزه و نمودارهای چاه پیمایی برای کلیه‌ی چاه‌های میدان مدل پتروفیزیکی با استفاده از نرم افزار تخصصی مهندسی نفت Geolog 7.4 ساخته شد. در ادامه با میانگین گیری از خروجی مدل پتروفیزیکی مخزن، میزان تخلخل[۱]، تراوایی[۲]، حجم گاز مخزن، حجم نفت مخزن، ضریب حجمی تشکیل نفت[۳] و میزان آب مخزن محاسبه و با استفاده از نرم افزار بومی MC که برای تحلیل احتمالی بر اساس روش مونت کارلو[۴] کاربرد دارد، میزان نفت قابل استحصال مخزن[۵] تعیین گردید. در این روش با درنظرگرفتن تابع احتمال متقارن برای داده‌ها و تخمین سه بازه‌ی P5، P50 و P95 جهت نتایج، حجم بسیار محتمل[۶] میزان هیدروکربور قابل استحصال مخزن تخمین زده شد. سپس با استفاده از نرم افزار تخصصی شبیه سازی مخزن Eclipse-100، مدل استاتیک مخزن و آبده بر اساس اطلاعات نقشه خطوط متقاطع زیرزمینی و توزیع خروجی‌های مدل پتروفیزیکی در مخزن، ساخته شد. در ادامه با استفاده از نرم افزار ارزیابی مخزن Petrel داده‌های مدل استاتیک با به کارگیری ضریب حجمی تشکیل نفت و تراوایی مخزن به مدل دینامیک مخزن تبدیل گردید. در این مدل علاوه بر نرخ جریان نفت، عملکرد جریان آبده از پایین و فشار گاز از بالا مدلسازی می‌گردد. سپس با تطبیق تاریخچه‌ی تولیدی مخزن با مدل دینامیک ساخته شده و اطمینان از صحت مدل شبیه سازی شده در نرم افزار Petrel، رفتار آینده‌ی مخزن پیش بینی و چند سناریو برای تولید و توسعه مخزن پیشنهاد گردید. در این مرحله سناریو هایی که دارای حداکثر میزان ضریب بازیافت نفت تولیدی هستند انتخاب شده و در کنار سناریوی تولید طبیعی میدان، به مدل اقتصادی مخزن تزریق می‌گردند. مدل اقتصادی مخزن با استفاده از نرم افزار Questor بابه کارگیری

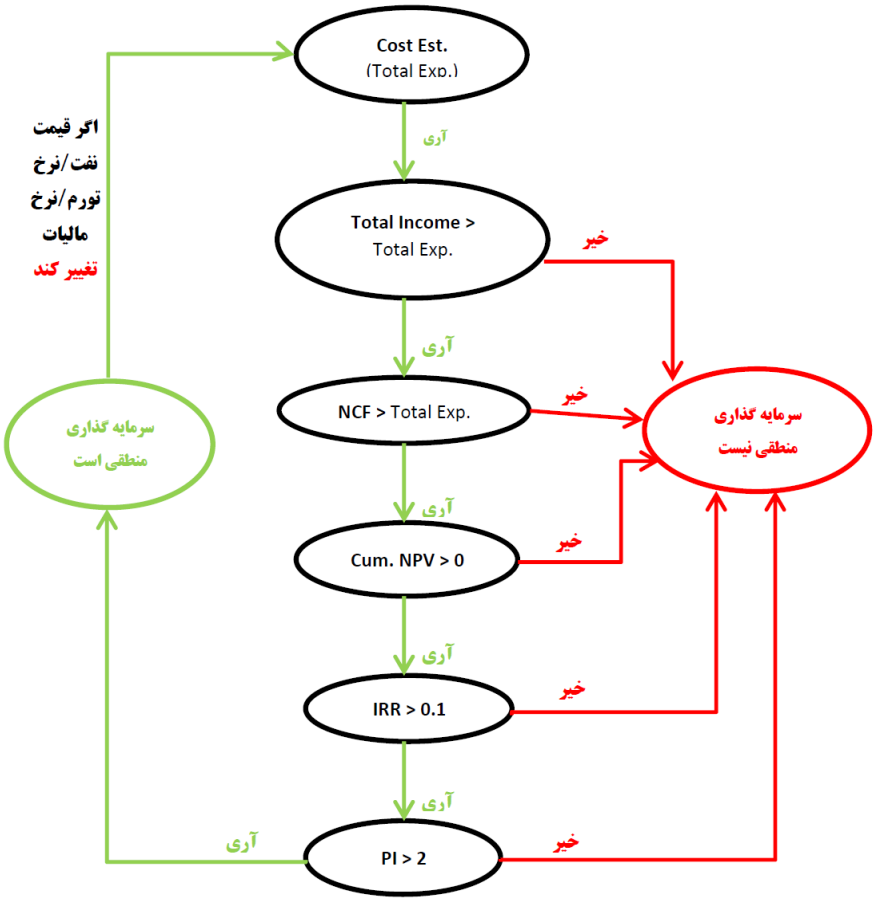
1. Porosity: میزان خلل و فرج سنگ مخزن
2. Permeability: میزان ارتباط خلل و فرج و نفوذپذیری سنگ مخزن
3. Oil Formation Volume Factor: میزان تغییر حجم نفت مخزن نسبت به نفت تولیدی
4. Monte Carlo: روش تخمین تابع احتمالی
5. Reserve
6. Most Likely Volume: در محاسبات مونت کارلو است P50 همان حجم حاصل از.

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

ویژگی‌های مخزن مورد مطالعه ساخته شده و خروجی‌های آن در نرم افزار Excel خروجی گرفته شده است. در فاز نهایی مطالعه پیش رو، برای بررسی شاخصه‌های سودآوری و پتانسیل مخزن برای سرمایه گذاری در مسیر توسعه، مدلسازی اقتصادی براساس مدل جریان وجوه نقدی مستقیم آغاز می‌گردد. در اولین گام مدل برای دو سناریوی با ضریب بازیافت حداکثر، تخمین هزینه‌ها با درنظر گرفتن هزینه‌های سرمایه‌ای که شامل هزینه انتقال و برپاسازی دکل حفاری، مته حفاری، سیمان حفاری، لوله‌های جداری و مغزی، چاه پیمایی، تجهیزات سطح الارضی، تجهیزات تزریق گاز و همچنین هزینه‌های عملیاتی که شامل هزینه عملیاتی پرسنل، بیمه و بازرسی، تدارکات و وسایل نقلیه، نگهداری چاه و هزینه‌های میدانی است، انجام می‌گیرد. سپس با محاسبه ارزش فعلی تجمعی هر پروژه، نرخ بازگشت سرمایه و شاخص سودآوری سناریوی برتر برای توسعه مخزن برگزیده می‌شود. در نهایت آنالیز حساسیت سناریوی برتر نسبت به قیمت خوشبینانه و بدبینانه بازار جهانی انرژی در سال ۲۰۲۱ انجام خواهد شد. مراحل انجام مطالعه در شکل ۴ خلاصه گردیده است. همچنین مدل اقتصادی مطالعه در شکل ۵ ارائه شده است.

شکل ۴. مراحل انجام کار مطالعه از مدلسازی دینامیک تا انتخاب سناریوی برتر توسعه مخزن

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]



شکل ۵. مدل اقتصادی مطالعه

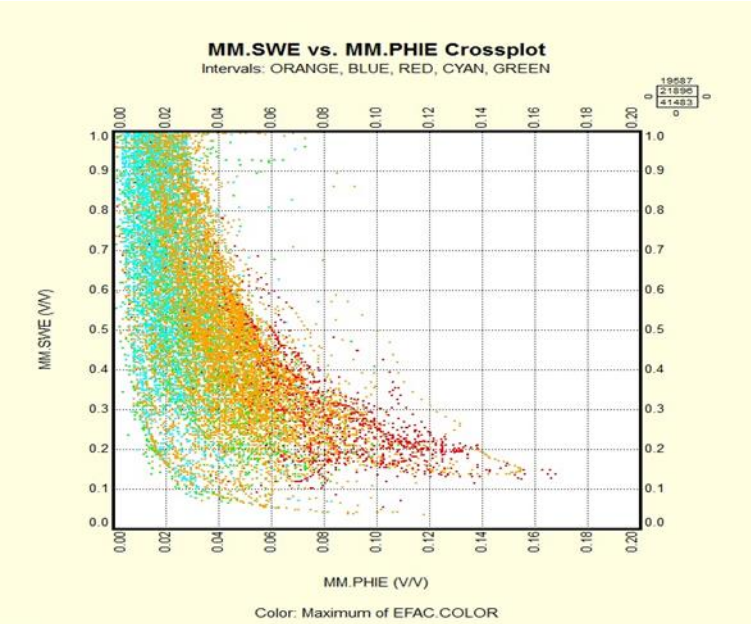
۵- نتایج مطالعه

مدل پتروفیزیکی مخزن

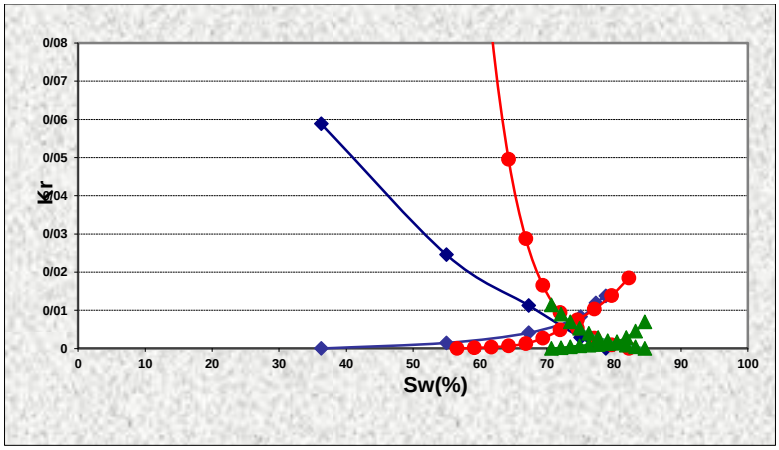
با استفاده از نرم افزار Geolog و با جمع آوری داده‌های مغزه و نمودارهای چاه پیمایی، مدل اشباع آب مخزن ساخته شد. براساس تخمین حجم آب مخزن، می‌توان میزان حجم نفت در مخزن را تعیین نمود. در شکل ۶ خروجی‌های مدل که شامل نمودار متقاطع اشباع آب مخزن بر حسب تخلخل مخزن است، نشان داده شده است. با استفاده

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

از مدل پتروفیزیکی سه نوع سنگ در مخزن شناسایی شد. در شکل ۷ تراوایی مربوط به هر نوع سنگ با کمک آنالیز مغزه و در شکل ۸ داده‌های مربوط به ضریب حجمی تشکیل نفت بر اساس آنالیز نمودار تولید مخزن نمایش داده شده است. میانگین نتایج مدل پتروفیزیکی در جدول شماره ۲ آورده شده است.

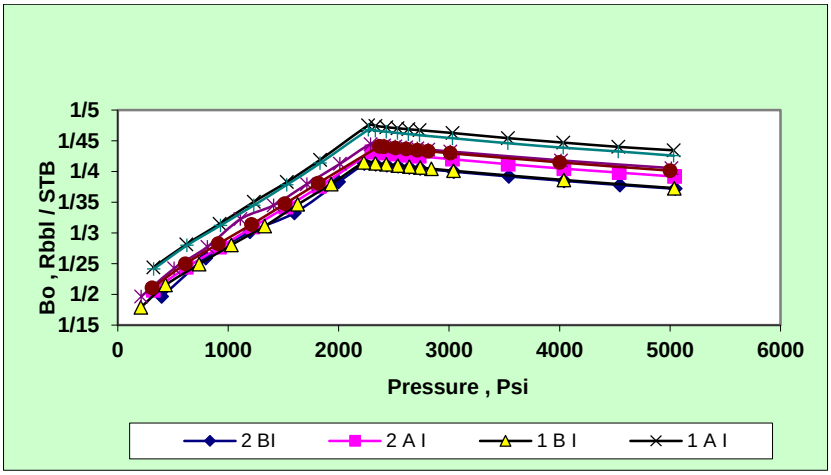


شکل ۶. نمودار متقاطع اشباع آب بر حسب تخلخل مخزن بر پایه مدل پتروفیزیکی مخزن



شکل ۷. تراوایی نسبی برای سه نوع سنگ مخزن

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]



شکل ۸. ضریب حجمی تشکیل نفت براساس نمودار تولید مخزن

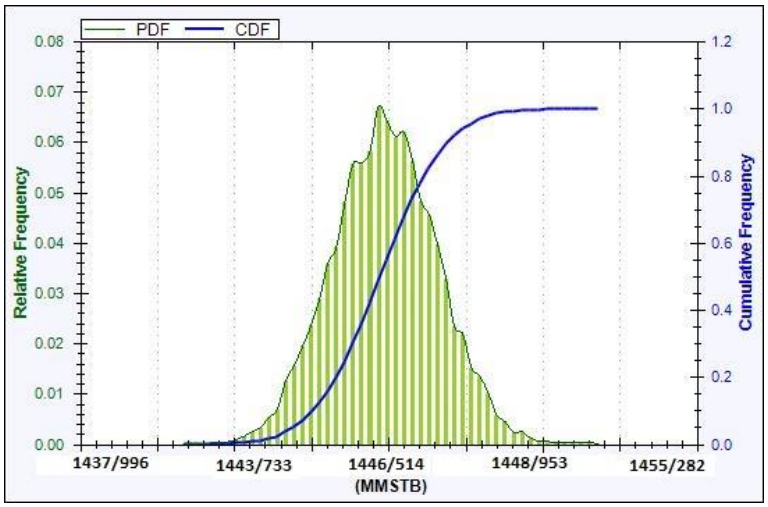
جدول ۲. نتایج میانگین گیری مدل پتروفیزیکی مخزن

لایه	ضخامت میانگین (متر)	ستون مفید هیدروکربوری (کسر)	تخلخل میانگین (کسر)	اشباع آب میانگین (کسر)	تراوایی میانگین (میلی دارسی)
۱	۳۲/۲	۰/۲۴۵	۰/۰۷۸	۰/۲۹۸	۵/۴۵
۲	۹۸/۱	۰/۲۰۷	۰/۰۹۵	۰/۳۲۱	۲۱/۲۰
۳	۷۵/۴	۰/۱۱۱	۰/۰۷۴	۰/۲۷۷	۱۵/۲۳
۴	۲۱۵/۱	۰/۱۶۷	۰/۰۸۰	۰/۳۳۱	۱۲/۱۱
مجموع	۴۹۶/۷	۰/۱۵۱	۰/۰۸۴	۰/۳۱۵	۱۷/۲۵

تخمین میزان هیدروکربور قابل استحصال

در روش مونت کارلو میزان ذخیره‌ی قابل استحصال مخزن با سه احتمال خوشبینانه (P95)، محتمل (P50) و بدبینانه (P5) با استفاده از تابع توزیع احتمال متقارن به دست آمد. در این مدل نمودار PDF تابع متقارن توزیع احتمال ذخیره‌ی مخزن و نمودار CDF تابع مجموع ذخیره‌ی مخزن است (شکل ۹). در جدول شماره ۳، نتیجه محاسبه ذخیره بر اساس مدلسازی احتمالی مونت کارلو ارائه شده است. میانگین ارزش محاسبات مونت کارلو ۱۴۴۶/۵۱۴ میلیون بشکه است که این مقدار معادل حجم ذخیره‌ی قابل استحصال محتمل مخزن است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]



شکل ۹. محاسبات احتمالی مونت کارلو

جدول۳. محاسبات روش احتمالی مونت کارلو در تعیین میزان هیدروکربور قابل استحصال مخزن

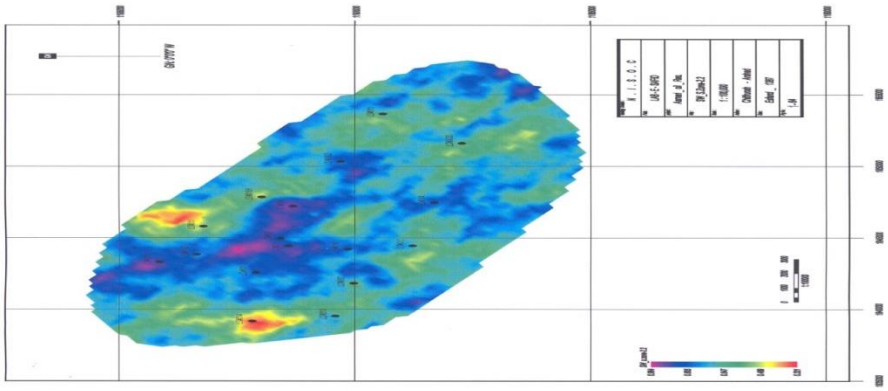
لایه	حداقل	P5	P50	P95	حداکثر	واحد
لایه ۱	۶۴۹/۳۴۹	۶۵۱/۵۸۴	۶۵۲/۶۳۳	۶۵۳/۵۶۳	۶۵۶/۰۲۴	میلیون بشکه
لایه ۲	۱۸۷/۹۳۴	۱۸۸/۷۵۴	۱۸۹/۱۹۵	۱۸۹/۵۸۲	۱۹۰/۶۷۴	میلیون بشکه
لایه ۳	۵۷۲/۱۱۶	۵۷۳/۵۵	۵۷۴/۷۱۵	۵۷۵/۷۲۷	۵۷۸/۱۸۸	میلیون بشکه
لایه ۴	۲۹/۵۹۸	۲۹/۸۴۵	۲۹/۹۷۱	۳۰/۰۸۱	۳۰/۳۹۶	میلیون بشکه
مجموع نفت	۱۴۳۷/۹۹۶	۱۴۴۳/۷۳۳	۱۴۴۶/۵۱۴	۱۴۴۸/۹۵۳	۱۴۵۵/۲۸۲	میلیون بشکه

مدل استاتیک مخزن

مدل استاتیک مخزن با توزیع خصوصیات میانگین حاصل از مدل پتروفیزیکی و ساخت سطح مخزن[1] و مرزهای مخزن[2] در ابعاد ۱۰۶و ۴۲ و ۵۰۸ بلوک در جهات x، y و z با بکارگیری نرم افزار Eclipse همانگونه که در شکل ۱۰ ارائه گردیده است، ساخته شد.

1. Reservoir Surface
2. Reservoir Boundary

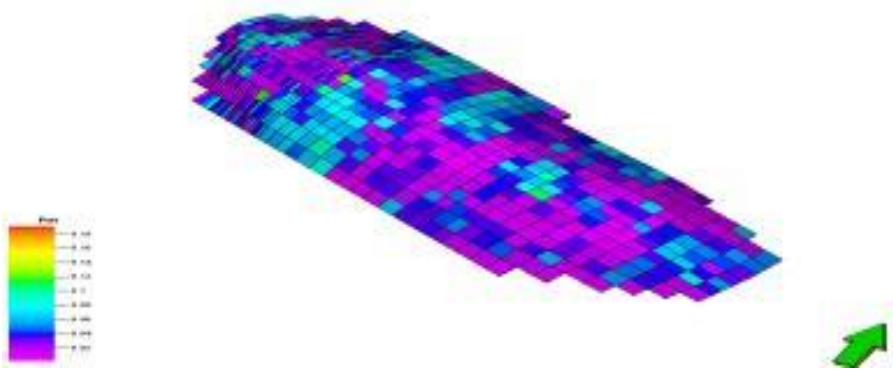
[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]



شکل ۱۰. مدل استاتیک مخزن مورد مطالعه

عملکرد مخزن

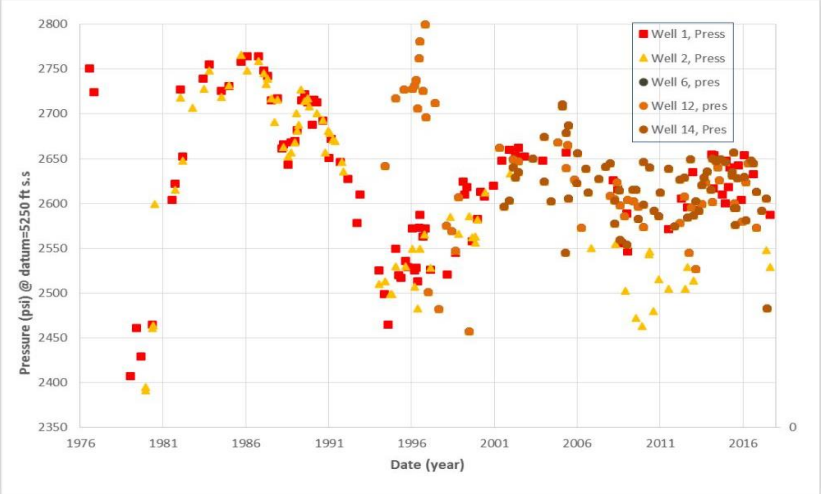
مدل دینامیک مخزن مورد مطالعه با استفاده از شبیه ساز Petrel در ابعاد ۶۱ سلول در جهت x، ۲۵ سلول در جهت y و ۸۹ سلول در جهت z ساخته شده است. شکل شماره ۱۱، مدل سه بعدی دینامیک مخزن را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که تراوایی و ضریب حجمی تشکیل نفت به عنوان دوعامل حرکتی در مدل دینامیک تزریق گردیده است.



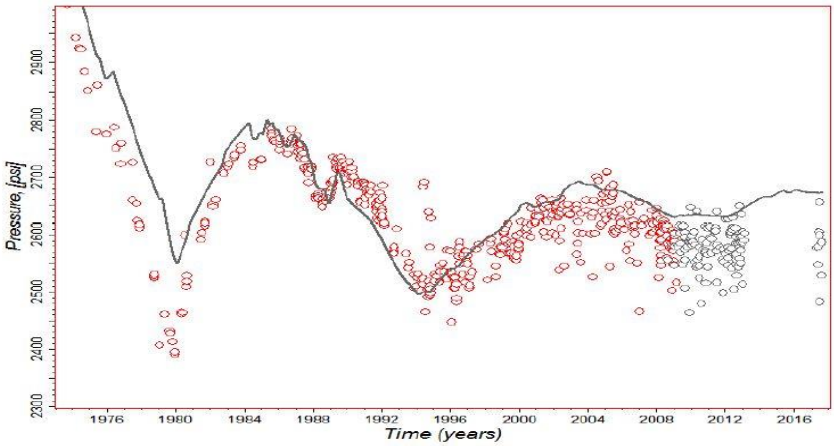
شکل ۱۱. مدل سه بعدی دینامیک مخزن

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

عملکرد نرخ تولید نفت در چند چاه تولیدی میدان تا سال ۲۰۱۶ میلادی در شکل ۱۲ارائه گردیده است. با استفاده از شبیه ساز Petrel و برای بررسی صحت مدل ساخته شده، این تاریخچه با مدل تطابق[1] داده شد (شکل ۱۳) که با توجه به تطابق مطلوب حاصله، مدل شبیه سازی شده برای پیش بینی رفتار آینده‌ی مخزن آماده است.



شکل ۱۲. عملکرد نرخ تولید نفت در چند چاه تولیدی میدان تا سال ۲۰۱۶ میلادی



شکل ۱۳. تطابق تاریخچه فشار مخزن واقعی (○) با فشار مخزن حاصل از مدل (–)

1. History Match

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

تعیین سناریوهای تولیدی[1] مخزن

بر اساس محاسبات ذخیره مخزن و شبیه سازی سه بعدی خروجی‌های مخزن، سناریوهای توسعه زیر که مخزن می‌تواند از طریق آنها تولید کند، از شبیه ساز مشتق شده است:

۱. تخلیه طبیعی[2] با نرخ تولید ۵۰۰۰ بشکه در روز.
۲. تولید نفت بدون تزریق گاز از طریق حفاری چاه‌های جدید با نرخ ۵۰۰۰ بشکه در روز ادامه یابد.
۳. تولید نفت بدون تزریق گاز از طریق حفاری چاه‌های جدید با نرخ ۱۰۰۰۰ بشکه در روز ادامه یابد.
۴. تولید نفت با تزریق گاز به میزان ۱۰۰۰۰ بشکه در روز ادامه یابد.
۵. تولید نفت با تزریق گاز به میزان ۵۰۰۰۰ بشکه در روز ادامه یابد.

خلاصه تمام سناریوهای تولید و توسعه که بر اساس شرایط دینامیکی مخزن ساخته شده اند، در جدول ۴ نشان داده شده است.

جدول ۴. نتایج سناریوهای تولیدی مخزن

سناریو	نرخ (هزار بشکه درروز)	مدت ستاریو (سال)	تولید نهایی (میلیون بشکه در روز)	تزریق گاز (میلیارد فوت مکعب)	ضریب بازیافت مخزن (٪)	توضیحات
۱	۵	۴۰	۳۰۰	-	۲۱	تخلیه طبیعی
۲	۵	۴۰	۳۶۵	-	۲۵	حفر چاه جدید بدون تزریق گاز
۳	۱۰	۱۴	۴۳۰	-	۲۹/۷	حفر چاه جدید بدون تزریق گاز
۴	۱۰	۱۴	۴۴۵	۱۲۰	۳۰/۴	حفر چاه جدید با تزریق گاز
۵	۵۰	۱۴	۳۱۵	۱۲۰	۲۲	حفر چاه جدید با تزریق گاز

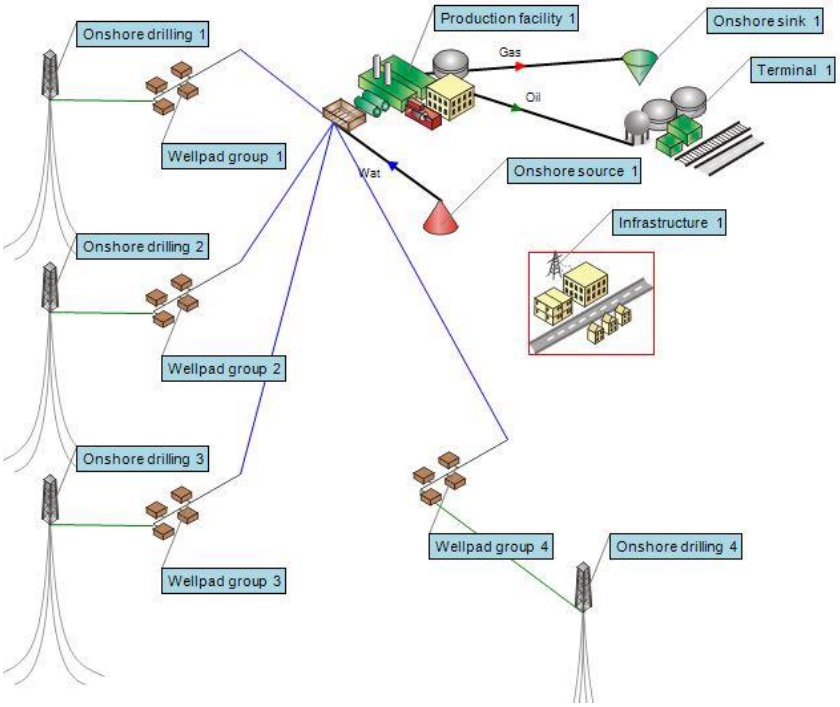
1. Development Scenario
2. Natural Depletion

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

اگر ضریب بازیافت مخزن، تنها پارامتر مقایسه باشد، می‌توان نتیجه گرفت که بهترین راه برای توسعه میدان، سناریوی چهارم است. اما ارزیابی اقتصادی هر استراتژی توسعه یک عامل حیاتی برای موفقیت استراتژی توسعه است. داشتن توانایی فنی برای افزایش بازیافت نفت توسط استراتژی توسعه برای اجرای آن کافی نیست. امکان سنجی اقتصادی آن روش باید قبل از اجرا مورد مطالعه قرار گیرد.

مدل اقتصادی مخزن[1]

مدل اقتصادی مخزن با شبیه سازی موقعیت میدان، چاه‌های میدان، واحد بهره برداری، تاسیسات سطح الارضی و سایر هزینه‌های مرتبط با عملیات در نرم افزار Questor ساخته شد (شکل ۱۴). همچنین مفروضات تخمین هزینه‌های مدل با در نظرگرفتن کلیه پارامترهای اقتصادی درگیر، در جدول ۵ آمده است.



شکل ۱۴. مدل اقتصادی شبیه سازی شده میدان در نرم افزار Questor

1. Economic Model

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

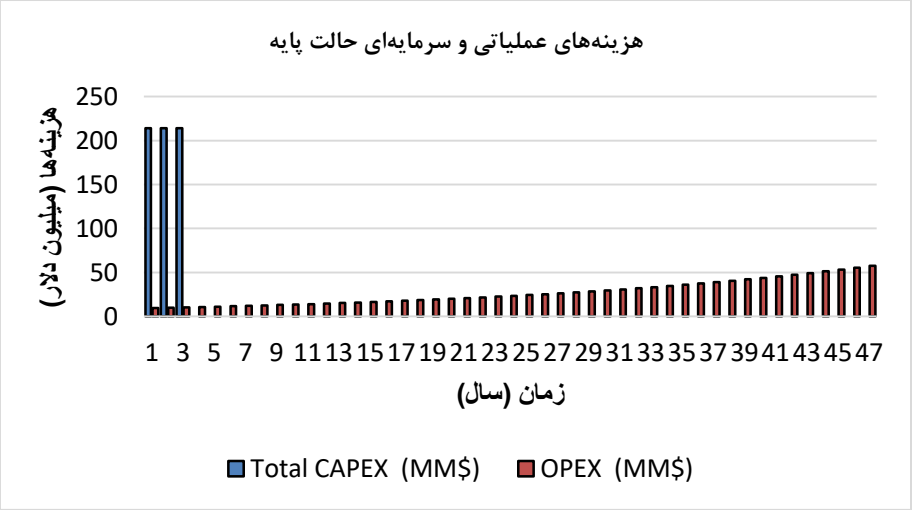
جدول ۵. مفروضات تخمین هزینه‌های مدل اقتصادی مخزن

۲	قیمت پمپ (میلیون دلار)	۶۰	قیمت نفت (دلار بر بشکه)	۰/۰۴	نرخ تورم هزینه‌های عملیاتی	۷	هزینه حفر چاه جدید (میلیون دلار)
۰/۱	نرخ افزایش قیمت آب	۲۵۰۰	قیمت گاز (دلار در هر میلیون فوت مکعب)	۴	هزینه‌های عملیاتی نفت دلار در هر (بشکه)	۰/۰۴	نرخ تورم
۰/۷۷	قیمت فرازآوری با گاز (میلیون دلار)	۰/۱	نرخ افزایش قیمت نفت	۰/۳	هزینه‌های عملیاتی گاز (دلار در هر میلیون فوت مکعب)	۳	قیمت آب (دلار بر بشکه)
۱۴۰۱ شمسی	سال پایه	۰/۱	نرخ افزایش قیمت گاز	۰/۴	هزینه‌های مشبک کاری (میلیون دلار در هر عملیات)	۲	قیمت رشته‌های تکمیلی و خطوط لوله در هر چاه (میلیون دلار)

پس از ساخت مدل اقتصادی کلیه‌ی خروجی‌های مدل با استفاده از نرم افزار Excel ترسیم گردیده اند. با توجه به نتایج سناریوها، سه مورد سناریو انتخاب شده است. دو سناریو که دارای بیشترین ضریب بازیافت نفت مخزن هستند با طرح تخلیه طبیعی مقایسه گردیده اند. طرح تخلیه طبیعی به عنوان حالت پایه، سناریوی سوم با ۲۹/۷ درصد ضریب بازیافت به عنوان طرح اول و سناریوی چهارم با ۳۰/۴ درصد ضریب بازیافت به عنوان طرح دوم.

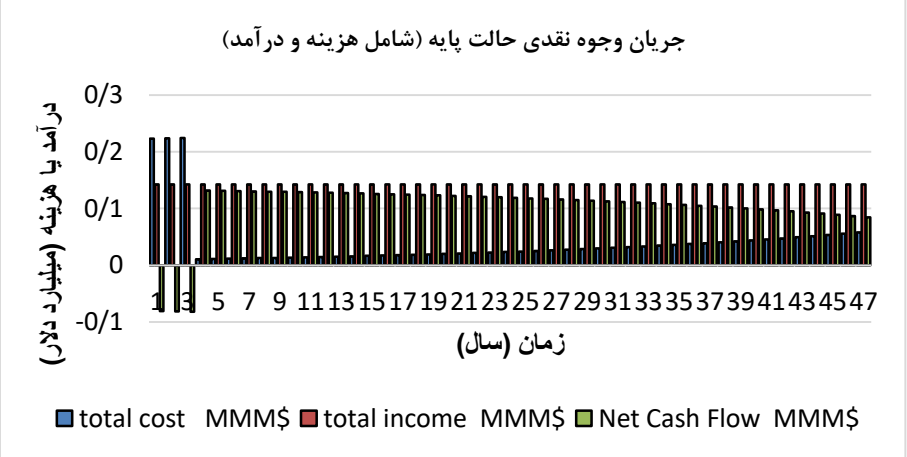
[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

برای حالت پایه، مقدار کل OPEX [۱] محاسبه شده ۱۲۶۱/۶۵میلیون دلار و میزان CAPEX[۲] ۶۴۲ میلیون دلار در نظر گرفته شده است (شکل ۱۵).



شکل ۱۵. هزینه‌های حالت پایه

جریان وجوه نقدی برای مدت ۴۰ سال دوره تولید حالت پایه به میزان ۴/۷۹ میلیارد دلار خواهد بود (شکل ۱۶).



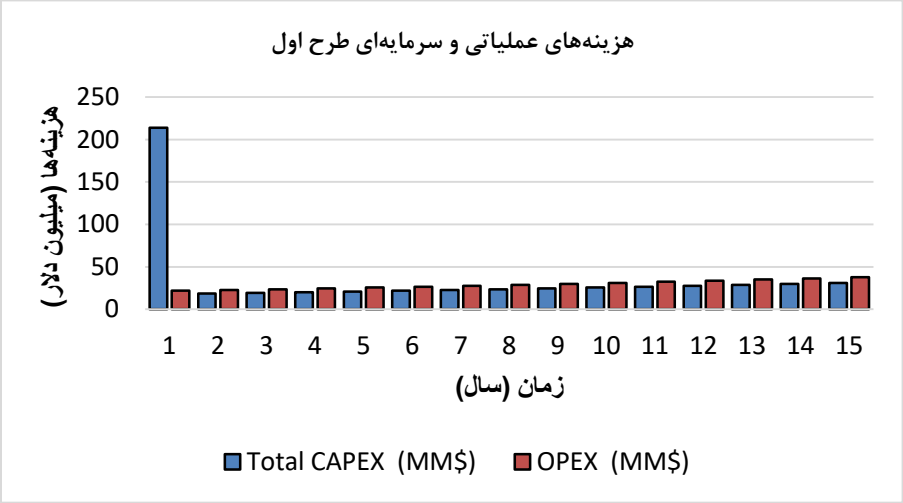
شکل ۱۶. جریان وجوه نقدی حالت پایه

۱. هزینه‌های عملیاتی

۲. هزینه‌های سرمایه ای

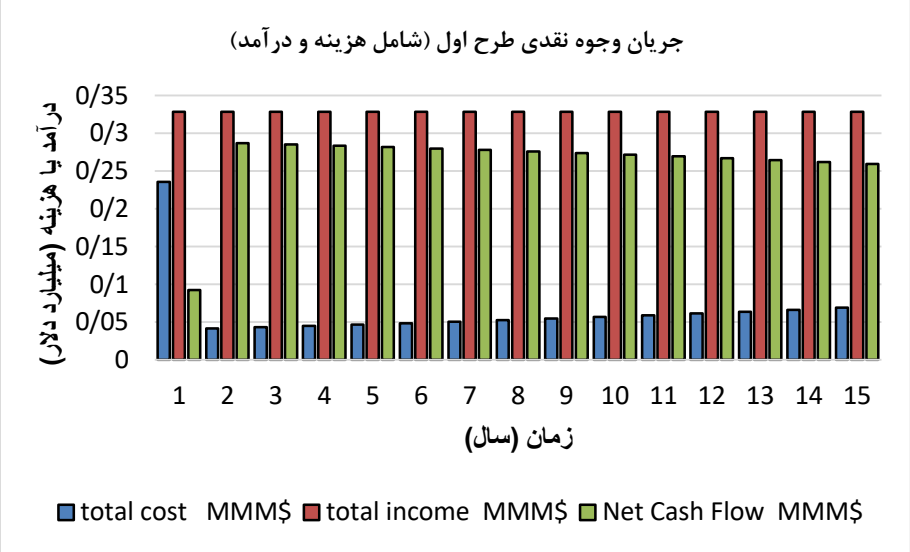
[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

برای طرح اول، مقدار کل OPEX محاسبه شده ۴۳۸/۵۲ میلیون دلار و میزان CAPEX ۵۵۶ میلیون دلار در نظر گرفته شده است (شکل ۱۷). مجموع هزینه‌های طرح اول ۰/۹۹۵ میلیارد دلار محاسبه گردیده است.



شکل ۱۷. هزینه‌های طرح اول

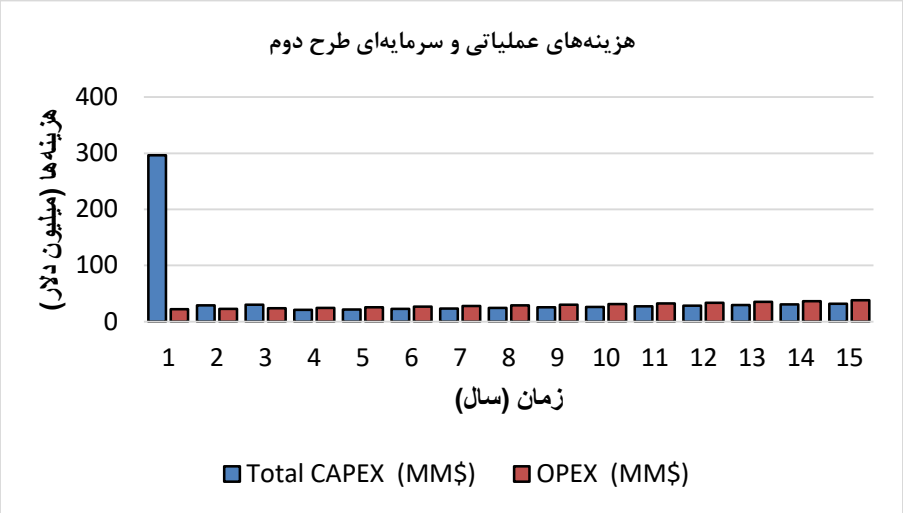
جریان وجوه نقدی برای مدت ۱۴ سال دوره تولید طرح اول به میزان ۳/۹۳۲ میلیارد دلار خواهد بود (شکل ۱۸).



شکل ۱۸. جریان وجوه نقدی طرح اول

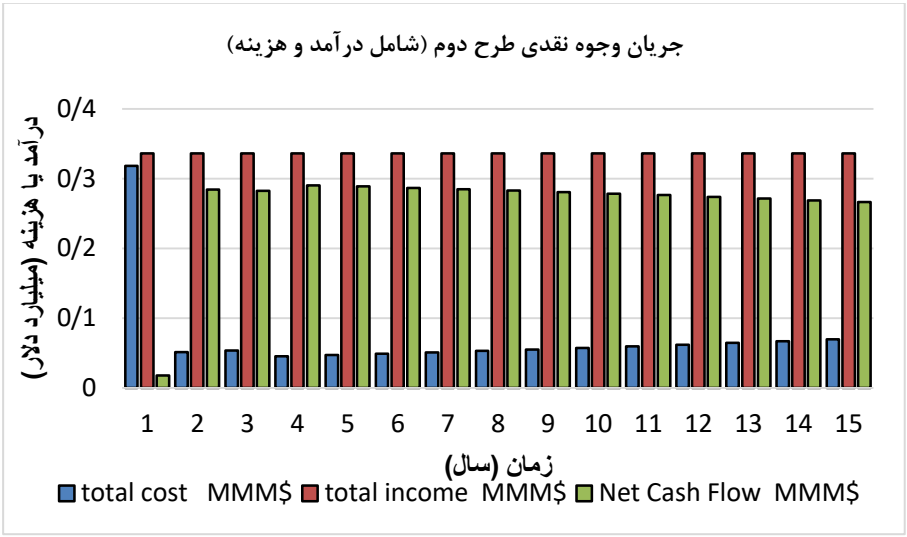
[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

برای طرح دوم، مقدار کل OPEX محاسبه شده ۴۳۸/۵۳ میلیون دلار و میزان CAPEX ۶۶۷/۵ میلیون دلار در نظر گرفته شده است (شکل ۱۹). مجموع هزینه‌های طرح اول ۱/۱۱ میلیارد دلار محاسبه گردیده است.



شکل ۱۹. کل هزینه‌های طرح دوم

جریان وجوه نقدی برای مدت ۱۴ سال دوره تولید طرح دوم به میزان ۳/۹۳۶ میلیارد دلار خواهد بود (شکل ۲۰).



شکل ۲۰. جریان وجوه نقدی طرح دوم

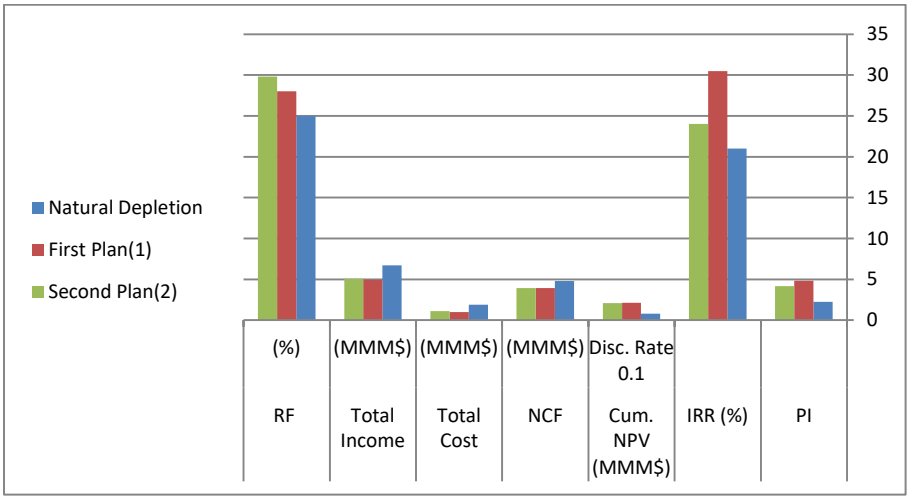
[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

نتایج محاسبات در جدول ۶ خلاصه گردیده است.

جدول ۶. نتایج محاسبات مدل اقتصادی مطالعه

شاخص سودآوری	نرخ بازگشت سرمایه (%)	ارزش فعلی تجمعی (میلیارد دلار) نرخ تنزیل=۱۰٪	جریان وجوه نقد (میلیارد دلار)	هزینه کل (میلیارد دلار)	درآمد کل (میلیارد دلار)	تولید تجمعی (میلیون بشکه)	ضریب بازیافت (%)	توضیحات
۲/۲۵	۲۱	۰/۸۰۱۲	۴/۷۸۶۸	۱/۹۰۳۶	۶/۶۹۰۴۵	۳۰۰	۲۱	تخلیه طبیعی
۴/۸۴	۳۰/۵	۲/۱۳۶۳	۳/۹۳۲۶	۰/۹۹۴۹	۴/۹۲۷۵	۴۳۰	۲۹/۷	طرح ۱
۴/۱۴	۲۴	۲/۰۹۶۵	۳/۹۳۶۵	۱/۱۰۶۰	۵/۰۴۲۴۷۵	۴۴۵	۳۰/۴	طرح ۲

با توجه به نتایج، تفاوت اولیه طرح اول و دوم در تزریق گاز است. طرح اول با حفاری‌های جدید و بدون نیاز به تزریق گاز جدید تا ۱۴ سال قادر به تولید نفت با نرخ ۱۰۰۰۰ بشکه در روز است؛ در حالی که کل هزینه ۰/۹۹۵ میلیارد دلار و NPV تجمعی است. ۲/۱۳۶ میلیارد دلار است. در طرح دوم با حفاری‌های جدید و با تزریق گاز جدید ۱۲۰ میلیارد فوت مکعب گاز، قادر به تولید نفت با نرخ ۱۰۰۰۰ بشکه در روز طی ۱۴ سال تولید است؛ در حالی که کل هزینه ۱/۱۰۶ میلیارد دلار و NPV تجمعی ۲/۰۹۶ میلیارد دلار برآورد گردیده است. برای تصمیم گیری بهتر، نمودار میله‌ای مقایسه مورد نیاز است (شکل ۲۱).



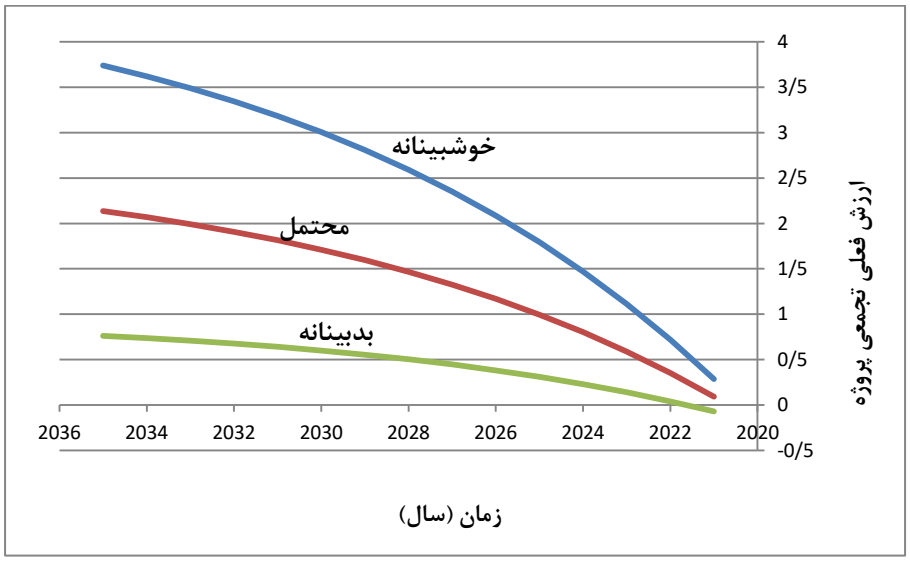
شکل ۲۱. نمودار میله‌ای مقایسه اقتصادی طرح‌های توسعه مخزن

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

با توجه به نمودار مقایسه ای، به عنوان نتیجه نهایی مطالعه امکان سنجی اقتصادی، نرخ بازده سرمایه گذاری در طرح اول ۶/۵ درصد بیشتر از طرح دوم و ۲۸/۴ درصد بیشتر از طرح پایه است. همچنین شاخص سودآوری طرح اول ۱۴/۴۶ درصد بیشتر از طرح دوم و ۵۳/۵ درصد بیشتر از طرح پایه است. همانطور که در جدول نشان داده شده است، اگرچه ضریب بازیافت در برنامه دوم ۰/۷ ٪ افزایش یافته است، اما راه اندازی تجهیزات تزریق گاز به صرفه نیست، زیرا شاخص‌های اقتصادی از طریق این طرح افزایش نمی یابد. بنابراین بهترین سناریوی مقرون به صرفه‌ای که می‌توان به عنوان طرح توسعه مخزن انتخاب کرد، طرح اول است.

آنالیز حساسیت[1]

نرخ‌های تجمعی NPV بر روی قیمت‌های خوش بینانه و بدبینانه بازار نفت محاسبه شده و در شکل ۱۲ ارائه گردیده است.

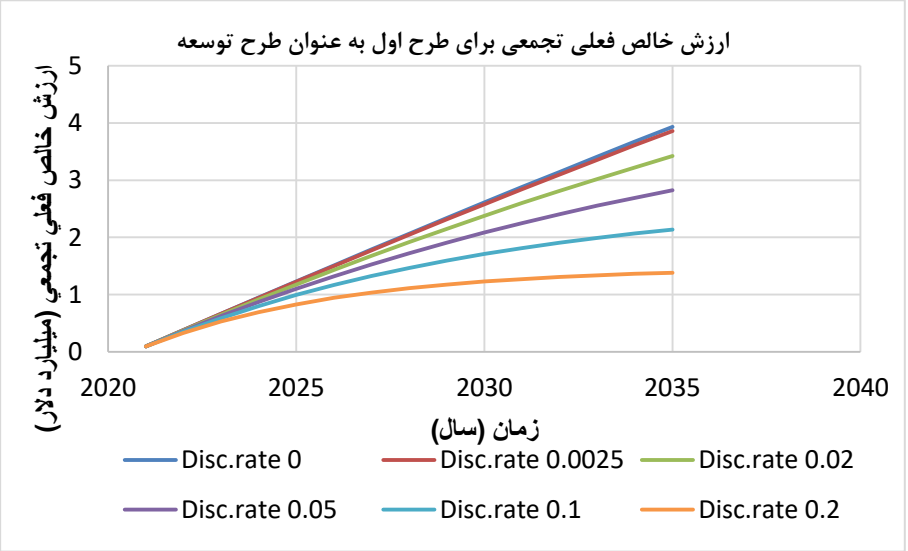


شکل ۲۲. آنالیز حساسیت بر روی قیمت نفت

به علاوه آنالیز حساسیت سناریوی برتر توسعه مخزن (طرح اول) برای نرخ تنزیل‌های مختلف در شکل ۲۳ ارائه شده است.

1. Sensitivity Analysis

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]



شکل ۲۳. آنالیز حساسیت طرح اول برای نرخ تنزیل‌های مختلف

کلمات اختصار

PVT	دما/حجم/فشار	EOR	ازدیاد برداشت
RF	ضریب بازیافت	OOIP	نفت درجا
CAPEX	هزینه‌های سرمایه ای	Reserve	نفت قابل استحصال
i	نرخ تنزیل	IRR	نرخ بازگشت سرمایه
STBD	بشکه نفت استاندارد در روز	Psia	پوند بر اینچ مربع
NPV	ارزش فعلی	HC	هیدروکربور
PI	شاخص سوداوری	SCF	فوت مکعب استاندارد
OPEX	هزینه‌های عملیاتی	NCF	جریان وجوه نقدی
CAPEX	هزینه‌های سرمایه ای	EIA	موسسه جهانی انرژی امریکا
i	نرخ تنزیل	UBD	حفاری فروتعادلی

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

۶- نتیجه گیری

نتایج شـــبیه سازی این مورد میدانی نشان می دهد که شبیه سازی و مـــدل کـــردن یک مخـــزن هیدروکربنی پیچیده، تـــا چه اندازه می توانـــد در ارزیابـــی و مدیریـــت مخزن مفید باشـــد. در واقع با اســـتفاده از این ابزار و شـــناخت مشـــخصه های مخزن و تعریف مناســـب آنها در مدل، می توان به نتایج دلخواه و مطلوب رســـید، که اســـتفاده از آن در مدیریت تولیـــد مخزن و صرفه جویی های اقتصادی نقش موثری خواهد داشت. همانطور که ارقام فوق نشان می‌دهد ارزش فعلی خالص طرح اول در قیمت‌های مختلف نفت و نرخ‌های سود متفاوت مثبت است و نشان دهنده توجیه اقتصادی این سناریو است. بنابراین طرح توسعه با در نظر گرفتن تمامی تحلیل‌های فنی و اقتصادی برای این مخزن توسعه نیافته به این قرار است: تولید نفت بدون تزریق گاز از طریق حفاری چاه‌های جدید با نرخ ۱۰۰۰۰ بشکه در روز ادامه می‌یابد تا ۴۳۰ میلیون بشکه نفت در ۱۴ سال با کل هزینه ۰/۹۹۵ میلیارد دلار و ارزش فعلی تجمعی ۲/۱۳۶ میلیارد دلار تولید شود. نتایج این پروژه برای یک میدان نفتی کوچک توسعه نیافته با ۱۲ چاه به دست آمده است. چنین مخزنی را می‌توان به عنوان معیار برای مخازن مشابه انتخاب کرد. زیرا مخازن نفتی مجاور هم دارای لیتولوژی، و شرایط فشار و تولید مشابه هستند. برای به دست آوردن مدیریت جامع مخزن باید تحلیل‌های فنی و اقتصادی را با هم در نظر گرفت. به عنوان نتیجه نهایی تحقیق می‌توان به این نکته اشاره کرد که سرمایه گذاری برای توسعه یک مخزن نفتی بر اساس محاسبات و مدل سازی دقیق می‌تواند منجر به سودآوری زیادی شود. چراکه محاسبات دقیق اقتصادی با استفاده از مدل‌ها و قیمت‌های به روز، می‌تواند در تخمین دقیق سودآوری مخزن و تعیین مسیر سودآوری توسعه‌ی میدان موثر باشد. به عنوان مثال طرح دوم برای میدان مورد مطالعه با وجود اینکه دارای ضریب بازیافت حداکثر بود منتها هزینه برپایی تجهیزات تزریق گاز بسیار بیشتر از ارزش خالص تجمعی پروژه بود و لذا سودآور نبود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

منابع

- سیدرضا شادی زاده، علی امیرفخریان، محمدعلی هاتفی، توسعه ی راهبردهای مدیریت بهبود بهره وری در مخازن نفتی و گازی ایران، مجله اکتشاف و تولید نفت و گاز، ۲۰۱۶.
- محمد جمشیدنژاد، عملکرد یکی از مخازن کربناته ی ایران، مجله ی SPE شماره ۷۸۹۵۲، نوامبر ۲۰۰۲.
- طاهر حسنوند، علی محبی، امیر صرافی، شبیه سازی مخزن جهت توسعه میادین: مطالعه مورد میدانی، مجله اکتشاف و تولید نفت و گاز، ۲۰۱۱.
- Jongyoung Jun/Joomyung Kang/Daein Jeong and Haeseon Lee, 2016, "An efficient approach for optimizing full field development plan using Monte-Carlo simulation coupled with Genetic Algorithm and new variable setting method for well placement applied to gas condensate field in Vietnam", Energy Exploration & Exploitation vol.35, 0144-5987.
- Omar A.N. Salih/M. Tantawy/S. El Elayouty2/Atef Abd hady, Jan-2016, Oil Reserves Evaluation and Field Development plan of Hakim Oil Field in Libya, Journal of Petroleum and Mining Engineering vol.18, 1110-6506.
- Martin Vilela/Pedro Marin/Maria Rodrigo/Ana Limeres/Angel Medina/Felix Mata RepsolYPF/Madrid/Farid Djettou/Sonatrach, Oct-2007, Building the Field Development Plan for a new gas field located in Algeria Reggane Trend, Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 1613990405.
- K.H. Coats and Company Inc./L.K. Thomas/R.G. Pierson/Phillips Petroleum Company, Fabruary 1995, Compositional and Black Oil Reservoir Simulation, SPE Reservoir Simulation Symposium, 1555634583.
- J. Efrain Rodriguez-Sanchez/J. Martin Godoy-Alcantar/Israel Ramirez-Antonio, Oct-2012, "Concept Selection for Hydrocarbon Field Development Planning".
- Dr. Hisham Yas, Jan-2010, "Economic Evaluation of Petroleum Projects (Basic Aspects)", Journal of Petroleum Research & Studies vol.86, 2220-5381.
- Kenanah Shereih, Jan-2016, "Economics Modeling for Petroleum Exploration and Production Projects Considering Risk and imprecise Data".

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

- Leila Heidari/Ve´ronique Gervais/Mickae¨le Le Ravalec/Hans Wackernagel, Jan-2011, History Matching of Reservoir Models by Ensemble Kalman Filtering: The State of the Art and a Sensitivity Study.
- Babak Moradpour Tayyebi/Maasoumeh Chenani/Sohrab Najafi Kashkooli, Jul-2014, "Oil and Gas Reservoirs Management Principles:Challenges and Strategies for Optimal Preservation of Hydrocarbon Reserves in the Common Fields", International Journal of Academic Research in Economics and Management Sciences vol.3, 2226-3624.
- F. Kalaydjian/B. Bourbiaux, Jan-2002, "Integrated Reservoir Management: A Powerful Method to Add Value to Companies' Assets. A Modern View of the EOR Techniques", Oil & Gas Science and Technology vol.57, 1294-4475.
- Stanley I. Onwukwe, Jul-2018, "Economic Analysis of Oil Rim Reservoir Development in the Niger Delta, Journal of Advanced Research in Petroleum Technology & Management vol .4, 2455-9180.
- Antonenko, Dmitry A., Islamov, R. A., Stavinsky, P. V., Yatsenko, V. M., 2006, "A System Approach to Vankorskoye Oilfield Development Planning (Russian)", SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 1555631967.
- Mishra, Shubham, Hii, Sing Kiet, Corbett, Chip, 2016, "Theoretical Study of Oilfield Development in Constrained Urban Environment" , SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition, 1613994575.
- Khelil, Chakib, Harouaka, Abdallah, 1978, "The Algerian Hydrocarbon Development Master Plan", SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, 1555637248.
- Peacock, Douglas, Duncan, Andrew, 2019, "Management of Reserves in Mature Oil and Gas Fields", SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 1613996470.
- Tunio, S. Q., Tunio, A., Ghirano, N., & El Adawy, Z. (2011). Comparison of Different Enhanced Oil Recovery Techniques for Better Oil Productivity. International Journal of Applied Science and Technology.
- Willhite, G. P., & Green, D. W. (1998). Enhanced Oil Recovery. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Allahayri, M., Abbasi, M., & Sanati, A. (2010). Selection of the Optimum Production Scenario for One of Iranian Offshore. The 1 st International Applied Geological Congress, Department of Geology, Islamic Azad University - Mashad Branch.
- Sfidari Ebrahim, Amini Abdolhossein, Kadkhodaie Ali, Ahmadi Bahman (2012), "Electrofacies Clustering And A Hybrid Intelligent Based Method

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

For Porosity And Permeability Prediction In The South Pars Gas Field, Persian Gulf", Journal GEOPERSIA , Volume 2, Number 2.

- Amin Rahsepar, Ali Kadkhodaie, Majid Nabi-bidhendi (2016), " Determination of Reservoir Electrofacies Using Clustering Methods (MRGC, AHC, SOM, DYNCLUST) Throughout Arab Part in Salman Oil Field 2S-05 Well".
- Reza Chabock, Mohammadali Riahi, Mamoud Memariani (2017), " Determination of the Petrophysical Parameters using Geostatistical Method in One of the Hydrocarbon Reservoirs in South West of Iran", The Journal of Scientific and Engineering Research 4(12).
- U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2021.
- Berk, J. D. 2015, Pearson Education, Coporate Finance, Toronto.
- El-Reedy, A.M. 2021, Offshore Projects and Engineering Management Book.

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]

Technical and Economic Evaluation of Oil reservoirs in The Form of Optimal Management of Reservoir Development (Case Study of Asmari reservoir in One of Iranian southwest Oil Fields)

Ehsan Saadatzadeh[1]
Student of Petroleum Ph.D., Petroleum University of Technology, Ahwaz, Iran, Ehsansaadatzadeh@gmail.com

Sepideh Assarian
MSc of Private Law, Khalij-e-Fars International Educations Center, Abadan, Iran, sesassarian@gmail.com

Aboozar Soleymanzadeh
Professor of Petroleum Engineering, Petroleum University of Technology, Ahwaz, Iran, A.Soleymanzadeh@gmail.com

Received: 2021/10/26 Accepted: 2022/08/31

Abstract

Technical and economic evaluations in an oil field means that by different technologies and correct planning, maximize the amount of extraction of hydrocarbons and minimize risks and costs. The current research includes technical evaluation and economic analysis on one of the undeveloped reservoirs in the southwest of Iran. The amount of recoverable hydrocarbon was estimated using the Monte Carlo method and based on the dynamic modeling of the oil reservoir, economic modeling was applied. Among the scenarios defined for the development of the reservoir, the most compatible scenario that has the highest rate of recovery of the reservoir and the best economic indicators has been selected as the best development scenario. In this scenario, production from the oil reservoir by drilling 14 new wells in 14 years and maintaining a maximum production rate of 10,000 barrels per day in order to produce 430 million barrels of oil and a recovery factor of 29.7% with total final cost of 0.995 billion dollars and The cumulative current value is 136.2 billion dollars. Investing in small, undeveloped reservoirs based on detailed analysis of performance and economic indicators can be very profitable and help to maintain the vital resources of the country.

JEL Classification: C63, G31, O13, O20, Q40.

Keywords: Technical economic evaluation, Undeveloped reservoir, Dynamic modeling, NPV, Recovery factor, Monte Carlo.

1. Corresponding Author

[Downloaded from iiesj.ir on 2024-05-22]