تعیین تعداد بهینه چاه‌ها دریکی از میادین نفتی ایران با استفاده از مدل‌های مونت کارلو و الگوریتم ژنتیک

محمد کرامتی معزآباد*[۱] و محمد قاسم[۲]

۱- پردیس پژوهش و توسعه صنایع بالا دستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۲- دانشکده اقتصاد، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران مرکز، ایران

تاریخ دریافت: ۹۲/۹/۲۶ تاریخ پذیرش: ۹۳/۹/۶

چکیده

در مدیریت جامع مخزن، دست‌یابی به حداکثر سود اقتصادی، مهمترین هدف در توسعه یک میدان نفتی است. واضح است دستیابی به حداکثر سود اقتصادی بدون در نظر گرفتن محاسبات و پارامترهای اقتصادی امکان‌پذیر نخواهد بود. یکی از مهمترین متغیرها در رسیدن به این حداکثر سود، تعداد چاه‌هایی است که در یک میدان برای استخراج هیدروکربن حفر می‌شود. هر تصمیم‌گیری نیازمند در نظر گرفتن همه عدم قطعیت‌ها در تمام مراحل توسعه میدان است. از آنجایی که عدم قطعیت در تعداد چاه موضوعی مهم در توسعه میادین نفتی محسوب می‌شود، در این تحقیق با نگاهی دقیق‌تر، موضوع تعداد بهینه چاه‌ها در یکی از میادین جنوب غربی کشور با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها با دو روش مونت کارلو و الگوریتم ژنتیک مورد بررسی قرار گرفته است و با روش معین (قطعیت) نیز مقایسه گردیده است. تمامی محاسبات برای هر دو سناریوی چاه‌های افقی و عمودی انجام و مقایسه گردیده است. نتایج مطالعه نشان می‌دهد سناریوی چاه‌های افقی برای میدان مورد مطالعه تولید مناسب‌تر و بازده اقتصادی بالاتری در مقایسه با چاه‌های عمودی دارد.

کلمات کلیدی: قطعیت، عدم قطعیت، تک معادله و استاندارد تولیدی، مونت کارلو و الگوریتم ژنتیک

مقدمه

تعیین تعداد بهینه چاه‌ها برای استخراج منابع، مهمترین عامل در دستیابی به حداکثر NPV [1] پروژه است. در واقع برای رسیدن به حداکثر سود از طریق انتخاب تعداد بهینه چاه ها، یک ناحیه‌ای وجود دارد به طوری که موسکات [۱] مشکل فاصله گذاری چاه را با تعریف و در نظر گرفتن این ناحیه از ۲ دیدگاه مورد ارزیابی قرار داد:

۱. حداکثر ضریب بازیافت نهایی

۲. حداکثر سود نهایی اقتصادی.

از نقطه نظر حداکثر ضریب بازیافت نهایی، برای بیشترین مقدار استخراج، حداقل تعداد چاه وجود دارد. افزایش تعداد چاه‌ها، فراتر از این تعداد، بیشترین مقدار استخراج را افزایش نخواهد داد.

از نقطه نظر حداکثر سود نهایی اقتصادی، در نظر نگرفتن محدودیت زمانی و حفر حداکثر تعداد چاه برای تخلیه مخزن و در مقابل آن حفر تعداد بیشتری چاه برای تخلیه مخزن، با سرعت بیشتر و زمان کمتری خواهد بود ولیکن در مقایسه با حفر

*مسؤول مکاتبات

آدرس الکترونیکی keramatim@ripi.ir

1. Net Present Value

تعداد بهینه چاه، هزینه بیشتر می‌شود.

به طور سنتی تعداد بهینه چاه‌ها با استفاده از ترسیم نمودارهای بازده اقتصادی در مقابل فاصله‌گذاری چاه‌ها به دست می‌آمد.

کوری توانست یک معادله آنالیزی را برای تعیین تعداد بهینه چاه‌های نفتی ارائه کند [۲]. وی دبی تولید را در تمام عمر میدان نزولی فرض کرد و نشان داد بالاترین ضریب بازیافت، وابسته به فاصله‌گذاری چاه‌ها است. ضعفی که معادله کوری داشت در نظر نگرفتن هزینه‌های متغیر[1] بود [۲].

طباطبایی و همکاران [۳] با استفاده از معادله کوری و در نظر گرفتن تولید صعودی در سال‌های ابتدائی و با استفاده از مدل بهینه‌یابی الگوریتم ژنتیک (GA) نشان دادند برای هر میدان تنها یک عدد به عنوان تعداد بهینه چاه وجود دارد که بیشترین بازده اقتصادی را دارد و تعیین این عدد به هر دو عامل فنی و اقتصادی مخزن به مقدار زیادی وابسته است. همچنین مدل الگوریتم ژنتیک را مدلی کارا برای تعیین تعداد بهینه چاه‌ها معرفی کردند.

منصور [۴] با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها در تعیین تعداد بهینه چاه‌ها، گام بلندی برای در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها در تعیین تعداد بهینه چاه‌ها و محاسبات اقتصادی برداشت. او نتیجه‌گیری کرد که معادله‌های آنالیزی شاید روش‌های دقیقی برای تعیین تعداد بهینه چاه نباشند ولی روشی مناسب برای تائید دیگر روش‌ها هستند و نتایج کلی صحیحی را ارائه می‌کنند.

اهداف این تحقیق ارائه مدلی از دید مدیریت جامع ریسک با ارزیابی‌های اقتصادی برای میدان مورد مطالعه است. همچنین مقایسه کردن نتایج با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها در مدل، در مقابل ثابت و قطعی در نظر گرفتن پارامترهایی که عدم قطعیت برای آنها تشخیص داده شده است. همچنین بررسی کاربردهای مدل‌های مونت کارلو[2] و الگوریتم ژنتیک[3] در مدل‌سازی و بهینه‌یابی برای مدیریت جامع مخازن و همچنین توانایی‌ها و قابلیت‌ها نرم‌افزارهای Risk@ و Risk Optimizer و Matlab در صنعت نفت خصوصاً در بررسی‌ها، برآوردها و پیش‌بینی‌های مالی و اقتصادی، از دیگر اهداف تحقیق هستند.

مدل‌های تعیین تعداد بهینه چاه‌ها

هدف اصلی که در پژوهش‌های فاصله‌یابی بهینه و تعیین تعداد بهینه چاه‌ها دنبال می‌شود، یافتن تعداد چاه‌هایی است که حداکثر منافع اقتصادی را در پی داشته باشد. در واقع انجام این کار نوعی بهینه‌یابی با در نظر گرفتن موارد و محدودیت‌های فنی میادین نفتی، برای کسب حداکثر سود اقتصادی (یا حداکثر سود خالص فعلی NPV) در توسعه میادین نفتی است.

در این تحقیق ۲ مدل بازبینی می‌شود. مدل تک معادله و مدل استاندارد تولیدی.

مدل تک معادله

تلاش‌های فراوانی طی سال‌های گذشته برای ارائه یک تک معادله برای یافتن تعداد بهینه چاه‌ها در میادین نفتی صورت گرفته است که به نظر می‌رسد مدلی که کانینگهام [۵] ارائه کرد با توجه به در نظر گرفتن تمامی پارامترها از جمله هزینه‌های متغیر، مناسب‌ترین است. در این مقاله از تک معادله کانینگهام استفاده می‌کنیم. تعداد بهینه چاه‌های نفتی به وسیله معادله ۱ قابل محاسبه است.

$$W_{op} = \frac{R\times d}{q}\ \frac{\sqrt{L-\frac{\alpha\times E}{q}}-\sqrt{\frac{(c\times d)+E-(\alpha\times E)}{q}}}{\sqrt{\frac{(c\times d)+E-(\alpha\times E)}{q}}} \quad (۱)$$

NPV به عنوان تابعی از تعداد چاه برابر است با:

$$NPV = \frac{R.L}{1+\left(\frac{R.\ln(1+d)}{q.N}\right)}.$$

$$\left(1-\alpha.e^{\frac{-q.N.Tab}{R}}\right)-\frac{N.E}{\ln(1+d)}.(1-\alpha)-(C.N+D) \quad (۲)$$

1. Operating Costs
2. Monte Carlo
3. Genetic Algorithm

که در آن:

R حجم نفت قابل استحصال مخزن بر حسب بشکه، q تولید اولیه هر چاه، L قیمت خالص نفت بعد ازکسر همه مالیات‌ها و تعرفه‌ها، d نرخ تنزیل، C هزینه‌های سرمایه‌ایی برای هر چاه، E هزینه‌های عملیاتی برای هر چاه، w تعداد چاه، D سرمایه‌گذاری‌های سرمایه‌ایی بی ارتباط با چاه. می‌باشد و همچنین

Tab زمان دست کشیدن از مخزن است برحسب سال

$\alpha=(1+d)^{-Tab}$

استفاده از تک معادله آنالیزی از ویژگی‌های زیر برخوردار است:

۱ - استفاده راحت و سریع به خصوص در مراحل اولیه توسعه میدان ۲- نظارت آسان ۳- بررسی اقتصادی مستقل و ساده‌تر و همچنین بهینه‌سازی اقتصادی سریع و ۴ - دستیابی به تعداد بهینه چاه‌های توسعه‌ای در حداقل زمان.

مدل استاندارد تولیدی

این مدل که مانند مدل تک معادله، مخزن نفتی را همچون یک تانک با حجم ذخیره ثابت فرض می‌کند که با حفر چاه در سرتاسر مخزن می‌توان آن را تخلیه کرد[۶]. همچنین تولید را از سال ابتدایی به صورت نزولی در نظر می‌گیرد. مهمترین اصل این مدل وابسته بودن تولید هر سال به حجم ذخیره باقی مانده و مقادیر برداشت شده در سال‌های قبلی است. در واقع حجم تولید هر سال با در نظر گرفتن میزان کاهش فشار مخزن و تعداد چاه‌های حفر شده، کاهش می‌یابد. تولید در هر سال برابر است با:

$$q_T = w \times q_0 \cdot \frac{R_t}{R_0} \qquad (۳)$$

که در آن:

q_T مجموع تولید هر سال از تمامی چاه‌ها، q_0 میزان تولید اولیه هر چاه در سال اول، R_t حجم باقی‌مانده مخزن در سال t، R_0 حجم اولیه مخزن است و w تعداد چاه‌ها است.

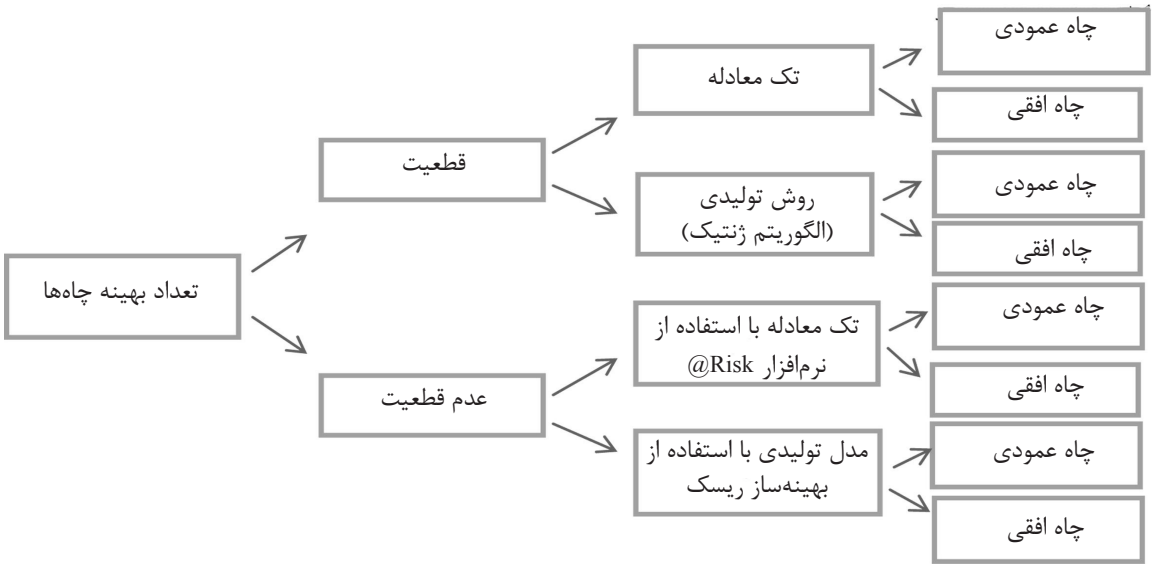
با استفاده از معادله ۳، چارت تولید میدان مشخص می‌شود، سپس برای یافتن تعداد بهینه چاه‌ها با بالاترین NPV نیاز به یک ابزار بهینه‌یاب است که برای این منظور از روش بهینه‌یابی الگوریتم ژنتیک استفاده می‌کنیم. GA مدل الهام گرفته شده از نظریه تکاملی داروین است [۳]. این مدل با ۴ اصل کلی، فرآیند بهینه‌یابی را انجام می‌دهد. در ابتدا تمامی پارامترها را بدون توجه به نوع آنها کدگذاری[1] می‌کنند، سپس با استفاده از ترکیب[2] و جهش[3] مرسوم کروموزوم‌ها در طبیعت، بهترین نسل‌های تولیدی را شناسایی می‌کنند و در نهایت با انجام فرآیند کدگذاری معکوس [4] پاسخ‌های بهینه مسئله را به صورت پارامترهای اولیه آن مسئله نشان می‌دهد. هر یک از دو مدل ذکر شده (تک معادله و استاندارد تولیدی) در غالب دو روش مورد استفاده قرار می‌گیرند. روش معین (قطعیت) و روش احتمالی (عدم قطعیت). در شکل ۱ نقشه جامع مورد استفاده در این تحقیق ارائه شده است.

با توضیح روش احتمالی، تفاوت آن با روش معین روشن می‌شود.

روش احتمالی (عدم قطعیت):

به طور کلی عدم قطعیت نبود قطعیت تعریف می‌شود. توضیح آنکه عدم قطعیت وضعیتی است که به دلیل نبود اطلاعات کافی و دقیق و نا ناتوانی در پیش‌بینی آینده و نتایج، ایجاد می‌شود. ریسک، تصمیم‌گیری در شرایط عدم قطعیت، که ممکن است نتیجه‌ایی مطلوب و مورد نظر یا غیر مطلوب را در پی داشته باشد، تعریف می‌شود. سیپسون [۷] در سال ۲۰۰۰ چندین شرکت نفتی در کشور انگلستان را به صورت پرسشنامه‌ای مورد مطالعه قرار داد و بیان نمود: که "بیشتر شرکت‌ها (۸۵٪) از شبیه‌ساز مونت کارلو برای محاسبات فنی و مدل‌سازی مخازن که عدم قطعیت برای آنها تشخیص داده شده استفاده می‌کنند، ولی فقط (۷/۵٪) از شرکت ها از مدل شبه‌سازی مونت کارلو برای محاسبات اقتصادی عدم قطعیت دار، بهره می‌برند".

1. Coding
2. Cross Over
3. Mutation
4. Decoding



شکل۱- نقشه جامع اجرای مراحل مختلف محاسبات.

برای انجام محاسبات، در محیط احتمالی (عدم قطعیت)، با استفاده از توابع توزیع احتمال، نیازمند نرم‌افزاری هستیم که بتواند با استفاده از توزیع‌ها نتایج را با ۱۰۰۰،۵۰۰۰، ۱۰۰۰۰، ... بار تکرار، برآورد کند. برای برآورد نتایج در مدل تک معادله با روش احتمالی، از نرم‌افزار Risk@ [۸] استفاده می‌کنیم. Risk@ از مدل شبیه‌ساز مونت کارلو بهره می‌برد. استفاده از مدل استاندارد تولیدی در روش احتمالی، نیازمند نرم‌افزاری است که بتواند با استفاده از توابع توزیع، علاوه بر شبیه‌سازی و نمایش خروجی‌ها در فضای احتمالی، بهینه‌یابی را نیز انجام دهد. نرم‌افزار Risk@ به تنهایی توانایی یافتن پاسخ بهینه را ندارد به همین منظور از نرم‌افزار Risk Optimizer [۹] استفاده می‌کنیم که از موتور بهینه‌یاب الگوریتم ژنتیک بهره می‌برد و همچنین توانایی محاسبات با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها با استفاده از توزیع‌ها را دارد.

میدان مورد مطالعه

میدان مورد مطالعه یکی از مخازن بزرگ و کربناته جنوب غربی ایران است. اطلاعات در جدول‌های ۱ و ۲ بر اساس محاسبات ومدل‌سازی اولیه فنی و مهندسی میدان ارائه شده است.

جدول ۱- اطلاعات چاه عمودی

اطلاعات چاه عمودی	مقدار احتمالی	کمترین	بیشترین
ذخیره مخزن (بشکه)	۱,۹۰۰,۰۰۰,۰۰۰	۱,۲۰۰,۰۰۰,۰۰۰	۲,۶۰۰,۰۰۰,۰۰۰
تولید چاه (روز)	۲,۱۰۰	۱,۴۰۰	۳,۰۰۰
قیمت نفت ($)	۵۰	۴۰	۶۵
هزینه‌های سرمایه‌ای ($)	۱۴,۰۰۰,۰۰۰	۱۲,۰۰۰,۰۰۰	۱۶,۵۰۰,۰۰۰
هزینه‌های عملیاتی ($)	۱,۰۰۰,۰۰۰	۸۰۰,۰۰۰	۱۵,۵۰۰,۰۰۰
زمان ترک مخزن (سال)	۲۵	۲۵	۲۵
نرخ بهره	۰/۰۴	۰/۰۴	۰/۰۴
هزینه‌های بی ارتباط با چاه ($)	۳,۵۰۰,۰۰۰,۰۰۰	۳,۵۰۰,۰۰۰,۰۰۰	۳,۵۰۰,۰۰۰,۰۰۰

جدول ۲- اطلاعات چاه افقی

اطلاعات چاه افقی	مقدار احتمالی	کمترین	بیشترین
ذخیره مخزن (بشکه)	۱,۹۰۰,۰۰۰,۰۰۰	۱,۲۰۰,۰۰۰,۰۰۰	۲,۶۰۰,۰۰۰,۰۰۰
تولید چاه (بشکه)	۴۰۰۰	۳۲۰۰	۵۱۰۰
قیمت نفت ($)	۵۰	۴۰	۶۵
هزینه‌های سرمایه‌ای ($)	۲۸,۰۰۰,۰۰۰	۲۴,۰۰۰,۰۰۰	۳۰,۰۰۰,۰۰۰
هزینه‌های عملیاتی ($)	۱,۲۰۰,۰۰۰	۱,۰۰۰,۰۰۰	۱,۶۰۰,۰۰۰
زمان ترک مخزن (سال)	۲۵	۲۵	۲۵
نرخ بهره	۰/۰۴	۰/۰۴	۰/۰۴
هزینه‌های بی ارتباط با چاه ($)	۳,۵۰۰,۰۰۰,۰۰۰	۳,۵۰۰,۰۰۰,۰۰۰	۳,۵۰۰,۰۰۰,۰۰۰

بحث و نتایج

روش معین (قطعیت)

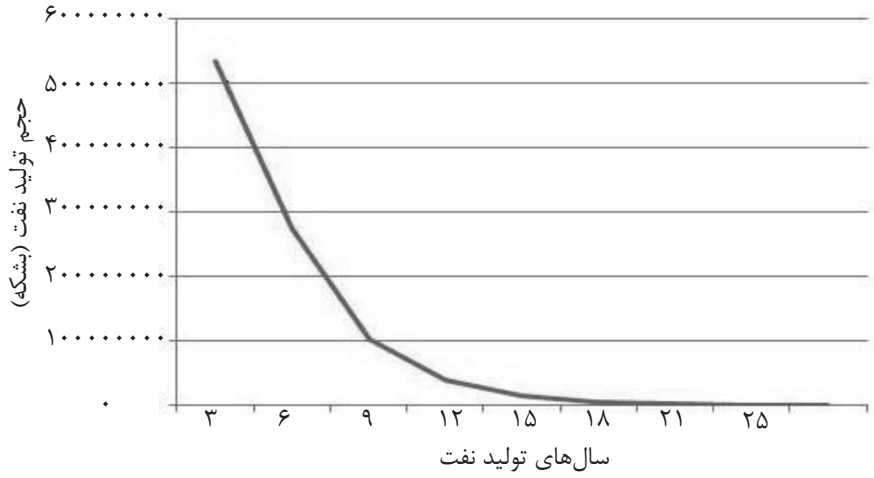
مدل تک معادله

با استفاده از معادله‌های ۱ و ۲ و همچنین اطلاعات جدول‌های ۱ و ۲ (ستون مقادیر احتمالی) تعداد بهینه چاه‌ها برای چاه‌های افقی و عمودی و همچنین مقادیر متناسب NPV با تعداد چاه‌ها، محاسبه می‌شود. بر اساس نتایج به دست آمده تعداد ۴۶۲ چاه با ($) NPV=۵۶,۴۵۷,۹۲۴,۷۳۳، تعداد بهینه چاه‌های عمودی با بالاترین NPV است.

تعداد ۲۴۱ چاه با ($)NPV=۵۹,۹۵۷,۵۴۲,۷۷۲، تعداد بهینه چاه‌های افقی با بالاترین NPV است.

مدل استاندارد تولیدی

با استفاده از معادله ۳ چارت تولید نفت از سال اول تا زمان ترک مخزن رسم می‌شود. با توجه به اینکه تولید هر سال، تابعی است از تعداد چاه‌ها و میزان تولید سال‌های گذشته، تولید هر سال کمتر از سال‌های گذشته خواهد بود. شکل ۲ نمایش دهنده میزان تولید در هر سال از زمان ابتدای تولید تا ترک مخزن است. محور افقی سال‌های تولید و محور عمودی، تولید کل از مخزن در هر سال بر حسب بشکه را نشان می‌دهد.

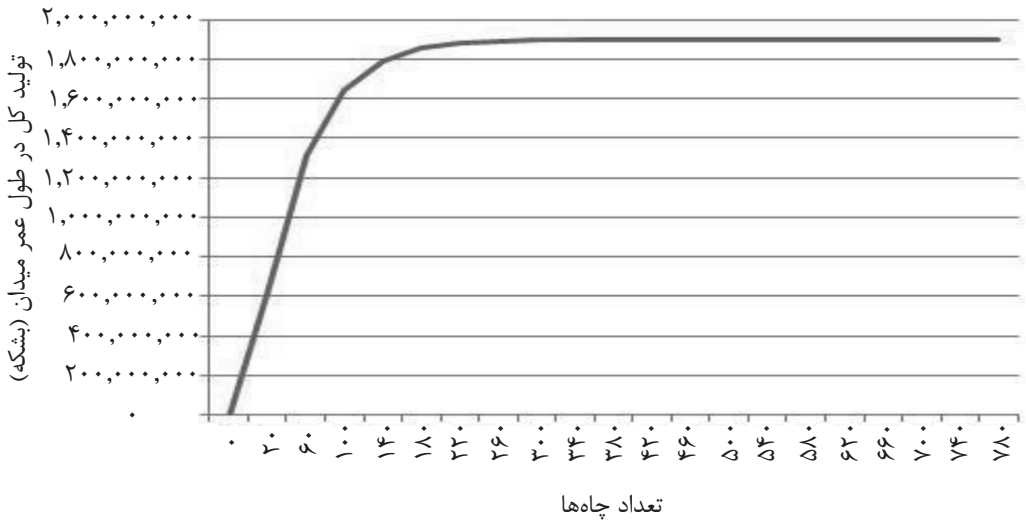


شکل ۲- تولید نفت در طول زمان استخراج برای چاه افقی در روش استاندارد تولیدی برای میدان مورد مطالعه.

با توجه به اینکه میزان تولید، تابعی است از تعداد چاه‌ها، در گام بعدی، نیاز به یک بهینه‌یاب است که تعداد بهینه چاه‌های مورد نیاز برای استخراج مخزن را مشخص کند، که بالاترین NPV را برای پروژه در پی داشته باشد. برای این منظور از مدل بهینه‌یاب الگوریتم ژنتیک استفاده می‌کنیم. فرآیند بهینه‌یابی را به وسیله GA با استفاده از نرم‌افزار (Matlab) اجرا می‌کنیم. نتایج محاسبات برای چاه‌های عمودی نشان می‌دهد که ۵۲۰ چاه، بالاترین NPV را برای پروژه دارد. نتایج نرم‌افزار برای چاه عمودی به صورت دستی، درستی آزمایی شد (تعداد چاه‌های قبلی و بعدی تعداد بهینه به مدل داده شد که هچکدام NPV بالاتری از تعداد بهینه مدل را در پی نداشت) و صحت آن اثبات شد. همچنین ۳۶۶ چاه افقی بالاترین NPV را برای پروژه دارد. شکل ۳ نمایش دهنده تولید کل میدان برای تعداد چاه‌های متفاوت است.

در جدول۳ خلاصه نتایج محاسبات انجام شده برای مدل استاندارد تولیدی در روش معین (قطعیت) نمایش داده شده است.

خلاصه نتایج به دست آمده در روش معین (قطعیت) برای هر دو مدل تک معادله و استاندارد تولیدی در جدول ۴ نمایش داده شده است.



شکل ۳- تولید کل میدان با تعداد چاه‌های متفاوت در مدل استاندارد تولیدی

جدول۳- خلاصه نتایج مدل استاندارد تولیدی در روش معین.

روش استاندارد تولیدی	عمودی	افقی
تعداد بهینه چاه‌ها	۵۲۰	۳۶۶
تولید کل (بشکه)	۱,۸۹۴,۷۲۲,۰۱۱	۱,۸۹۹,۵۰۶,۴۶۳
ارزش خالص کنونی ($)	۶۰,۴۶۱,۴۶۷,۶۲۶	۶۶,۴۸۲,۳۰۱,۸۶۰

جدول ۴- خلاصه نتایج در روش معین (قطعیت)

روش		قطعیت		
مدل‌ها	تک معادله		مدل استاندار	
سناریوها	عمودی	افقی	عمودی	افقی
تعداد بهینه چاه‌ها	۴۶۲	۲۴۱	۵۲۰	۳۶۶
ارزش خالص کنونی ($)	۵۶,۴۵۷,۹۲۴,۷۳۳	۵۹۹۵۷,۵۴۲,۷۷۲	۶۰,۴۶۱,۴۶۷,۶۲۶	۶۶,۴۸۲,۳۰۱,۸۶۰

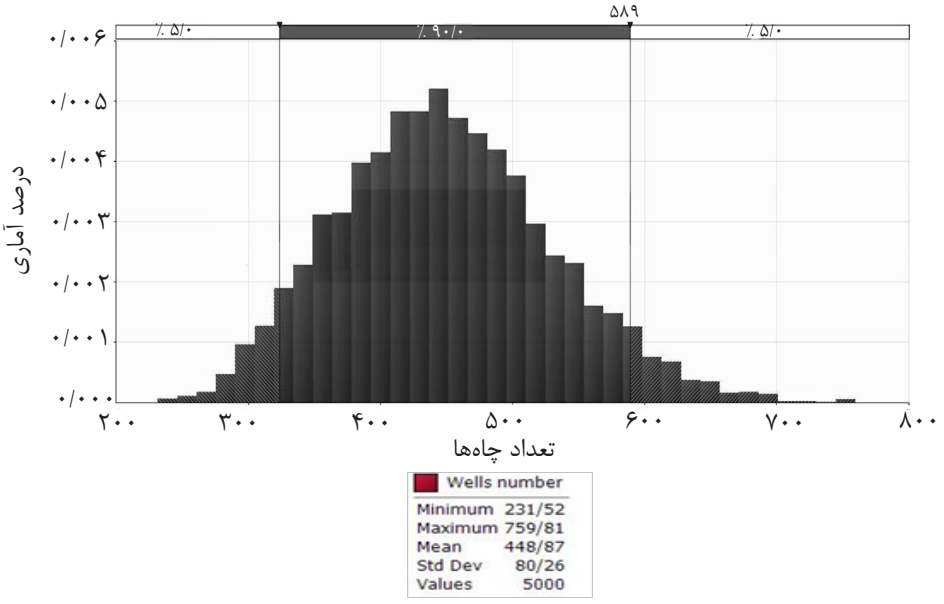
روش احتمالی (عدم قطعیت)

مدل تک معادله

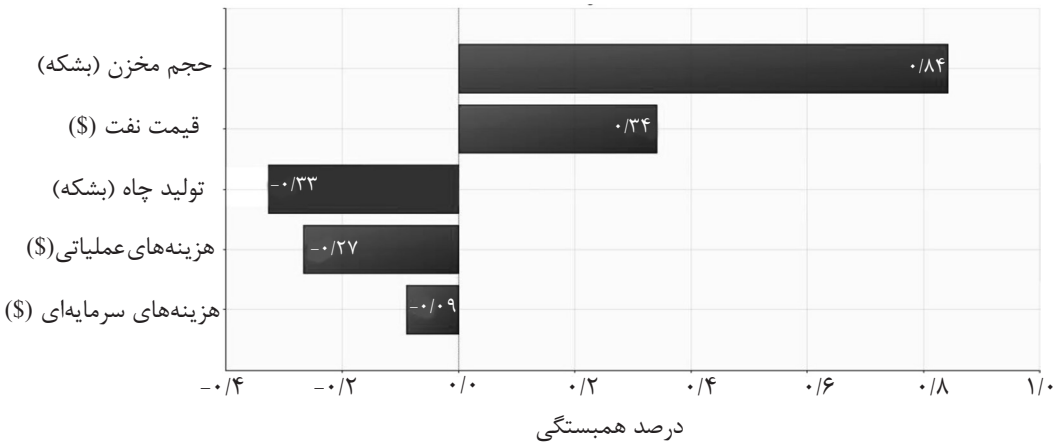
با استفاده از معادله‌های ۱ و ۲ و داده‌های جدول‌های ۱ و ۲ (بیشترین ،کمترین و مقدار احتمالی) و همچنین با استفاده از توزیع مثلثی (که در این مدل با توجه به اطلاعاتی که از مخزن در اختیار بود و ویژگی های توزیع مثلثی، مناسب تر از دیگر توزیع‌ها تشخیص داده شد) در نرم‌افزار @Risk با ۵۰۰۰ بار تکرار، مدل اجرا شد. نتایج برای چاه‌های عمودی نشان می‌دهد که ۹۰٪ احتمال دارد که تعداد چاه‌ها بین ۳۲۴ تا ۵۸۹ چاه قرار گیرد که متوسط آن در توزیع، ۴۴۹ چاه و محتمل‌ترین پیشامد بوده و به عنوان تعداد بهینه چاه‌ها در نظر گرفته می‌شود. توزیع تعداد چاه‌های عمودی در شکل ۴ قابل مشاهده است.

آنالیز حساسیت که نشان دهنده میزان و جهت تاثیر هر یک از عدم قطعیت‌ها بر تابع هدف، که همان تعداد چاه است، برای چاه‌های عمودی، در شکل ۵ نمایش داده شده است و بیان می‌کند که به ترتیب حجم مخزن با همبستگی (۰/۸۴) در رتبه اول، قیمت نفت با همبستگی (۰/۳۴) در رتبه دوم و هم جهت با تعداد چاه‌ها قراردارند. این بدان معناست که به عنوان مثال، با افزایش قیمت نفت، تعداد چاه‌ها متناسب با همبستگی آن افزایش خواهد یافت.

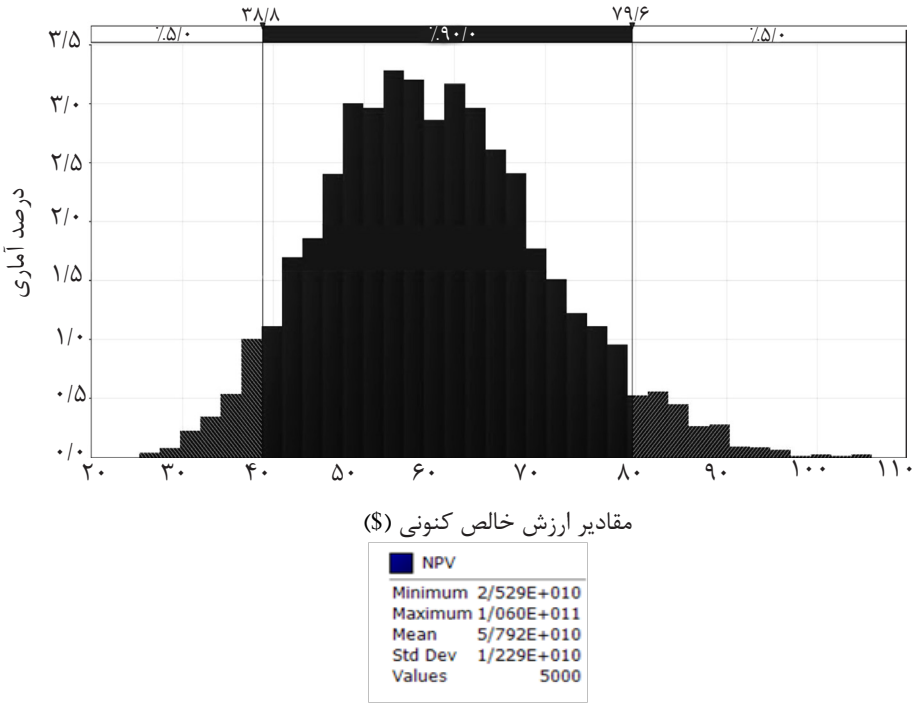
همچنین دبی تولید چاه‌ها، هزینه‌های عملیاتی و هزینه‌های سرمایه‌ایی به ترتیب با همبستگی (۰/۳۳-)، (۰/۲۷-) و (۰/۰۹-) در رتبه‌های بعدی قرار دارند. علامت منفی نشان دهنده تاثیر منفی و غیر هم جهت این پارامترها بر تعداد چاه‌ها است. یعنی به عنوان مثال اگر هزینه‌های عملیاتی افزایش یابد تعداد چاه‌ها متناسب با ضریب همبستگی آن (۰/۲۷-) کاهش خواهد یافت. شبیه‌سازی را برای NPV انجام می‌دهیم. نتایج در شکل ۶ قابل مشاهده است. با احتمال ۹۰٪ مقادیر NPV بین $ ۷۹,۶۰۰,۰۰۰,۰۰۰ تا $ ۳۸,۸۰۰,۰۰۰,۰۰۰ قرار دارند و میانگین که برابر $ ۵۷,۹۲۰,۰۰۰,۰۰۰ است به عنوان محتمل‌ترین پیشامد انتخاب می‌شود.



شکل ۴- توزیع احتمال تعداد چاه‌های عمودی



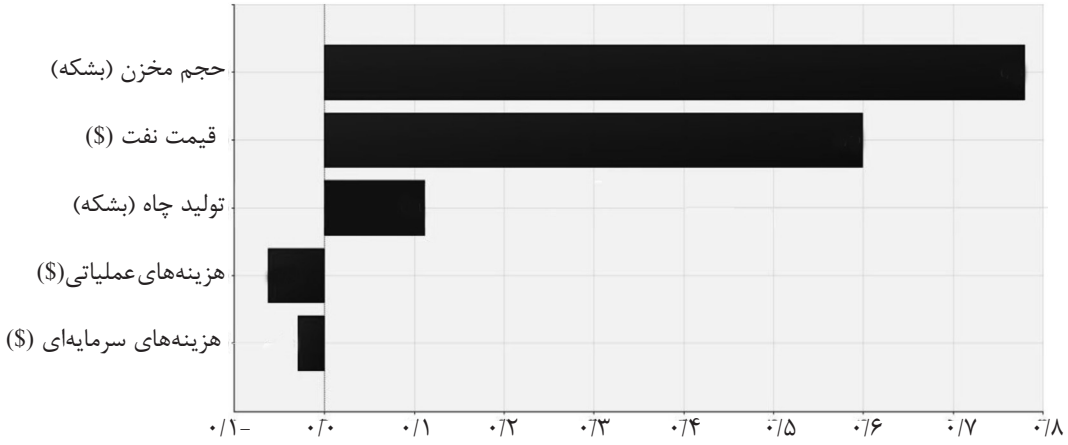
شکل ۵- آنالیز حساسیت برای تعداد چاه‌های عمودی



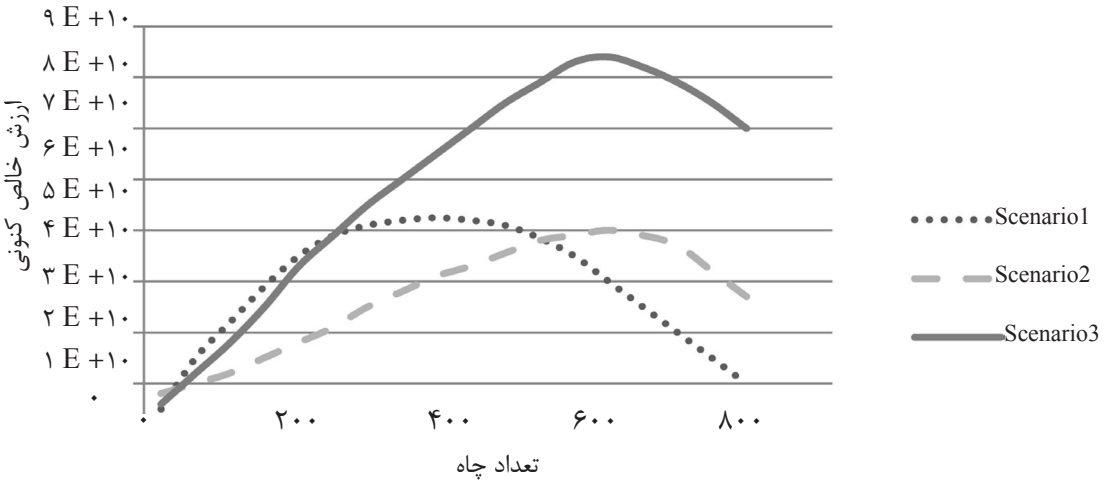
شکل ۶- توزیع NPV برای چاه‌های عمودی

آنالیز حساسیت برای NPV در شکل ۷ قابل مشاهده است. بیشترین همبستگی را با NPV، به ترتیب حجم مخزن (۰/۷۵)، قیمت نفت (۰/۶۳) و دبی تولید اولیه چاه (۰/۲۱) دارند که دارای همبستگی مثبت و همسو هستند. هزینه‌های عملیاتی (۰/۱۳-) و سرمایه‌ای (۰/۰۲-) در رده‌های بعدی قرار دارند که دارای همبستگی منفی و معکوس بر NPV است.

۳ سناریو از ۵۰۰۰ سناریویی که برای چاه های عمودی، در شبیه‌سازی نرم‌افزار @Risk اجرا می‌شود، در شکل ۸ نمایش داده شده است. بر روی محور افقی تعداد چاه و بر روی محور عمودی مقادیر NPV، متناظر با هر تعداد چاه خاص قرار دارد. فرآیند شبیه‌سازی را برای چاه‌های افقی، همانند چاه‌های عمودی انجام می‌دهیم. نتایج بیان می‌کند که با احتمال ۹۰٪ تعداد چاه‌ها بین ۱۸۰ تا ۳۲۸ است که میانگین توزیع، ۲۵۰ چاه افقی را به عنوان محتمل‌ترین پیشامد انتخاب می‌کنیم. همچنین با احتمال ۹۰٪، NPV چاه‌های افقی بین $ ۴۴,۶۰۰,۰۰۰,۰۰۰ تا $ ۹۱,۰۰۰,۰۰۰,۰۰۰ قرار دارد که میانگین برابر $ ۶۵,۳۳۳,۰۰۰,۰۰۰ است. شکل‌های مربوط به نتایج چاه‌های افقی به علت کثرت مطالب ذکر نشده است.



شکل۷- آنالیز حساسیت NPV برای چاه عمودی



شکل۸- تعداد چاه‌ها در مقابل مقادیر NPV، ۳ سناریو از شبیه‌سازی چاه‌های عمودی توسط نرم‌افزار Risk@

می‌خواهیم با ایجاد تغییراتی در اطلاعات اولیه میدان مورد مطالعه، سناریوهای مختلف و تاثیرات آنها را بر تعداد چاه‌های افقی بررسی کنیم. در سناریوی اول نرخ بهره را از ۰/۰۴ به ۰/۰۲ کاهش می‌دهیم و در سناریوی دوم قیمت نفت را از $ ۵۰ به $ ۱۰۰ افزایش می‌دهیم و با این مفروضات مدل‌سازی را اجرا می‌کنیم. فرض می‌کنیم نرخ بهره‌ای که ۰/۰۴ در نظر گرفته شده بود به ۰/۰۲ کاهش یابد. با این پیش فرض و همان اطلاعات که در جدول ۲ ارائه شده است، شبیه‌سازی را انجام می‌دهیم.

نمودار توزیع چاه و آنالیز حساسیت این سناریو در ضمیمه ۱ آمده است. خلاصه نتایج را می‌توانیم در جدول ۵ مشاهده کنیم.

جدول ۵- خلاصه نتایج سناریوی r =۰/۰۲ و مدل‌سازی اولیه (r =۰/۰۴) برای چاه افقی

چاه افقی	r =۰/۰٤	r =۰/۰۲
تعداد بهینه چاه‌ها	۲۵۰	۱۴۷
ارزش خالص کنونی ($)	٦٥,٣٣٣,٠٠٠,٠٠٠	٦٣,٥٩٠,٠٠٠,٠٠٠

بر اساس نتایج به دست آمده با کاهش نرخ تنزیل تعداد چاه‌ها نیز کاهش یافته است. بر اساس اصول اقتصادی همین انتظار می‌رود که با کاهش نرخ تنزیل، زمان بازگشت پول بیشتر شود، که با کاهش تعداد چاه‌ها، همین اتفاق خواهد افتاد.

سناریوی بعدی افزایش قیمت نفت از $ ۵۰ به $ ۱۰۰ است. نمودار توزیع و آنالیز حساسیت این سناریو در ضمیمه ۲ آمده است.

نتایج نشان می‌دهد که تعداد بهینه چاه‌ها، کاهش پیدا کرده است. با کاهش قیمت نفت، درآمدها کاهش می‌یابد. در نتیجه بایستی برای کاهش هزینه‌های پروژه، تعداد چاه‌ها نیز کاهش یابد.

خلاصه نتایج به دست آمده در سناریوی $P =۱۰۰$، برای چاه‌های افقی در مقایسه با مدل‌سازی اولیه، در جدول ۶ نمایش داده شده است.

روش استاندارد تولیدی

با توجه به اینکه با عدم قطعیت‌ها در اطلاعات ورودی مدل مواجه هستیم، علاوه بر بهینه‌یابی نیاز به شبیه‌سازی نیز داریم. به همین منظور از نرم‌افزار Risk Optimizer کمک می‌گیریم. نرم‌افزار Risk Optimizer به ما کمک می‌کند که به بهینه‌ترین تعداد چاه (بالاترین NPV) در محتمل‌ترین حالت (با در نظر گرفتن تمامی عدم قطعیت‌ها) دست پیدا کنیم.

نتایج شبه‌سازی و بهینه‌یابی به وسیله این نرم‌افزار بدین صورت است که برای چاه‌های عمودی ۴۰۲ چاه با NPV برابر $ ۴۴,۴۴۸,۷۸۵,۳۲۹ و ۲۶۴ چاه افقی با NPV برابر $ ۵۲۶۳۳۳۲۹۲۲۸، محتمل‌ترین و بهینه‌ترین تعداد چاه است.

در جدول ۷ خلاصه نتایج دو مدل تک معادله و استاندارد تولیدی در روش احتمالی نمایش داده شده است.

جدول ۶- خلاصه نتایج سناریوی $ P =۱۰۰ و مدل‌سازی اولیه ($ P =۵۰) برای چاه افقی

$ P =۱۰۰	$ P=۵۰	چاه افقی
۳۷۵	۲۵۰	تعداد بهینه چاه‌ها
۱۵۳,۵۰۰,۰۰۰,۰۰۰	۶۵,۳۳۳,۰۰۰,۰۰۰	ارزش خالص کنونی ($)

جدول ۷- خلاصه نتایج روش احتمالی

عدم قطعیت		روش	
مدل استاندارد تولیدی (Risk Optimizer)		تک معادله (@Risk)	مدل‌ها
عمودی	افقی	عمودی	سناریوها
۴۰۲	۲۶۴	۴۴۹	۲۵۰	تعداد بهینه چاه‌ها
۴۴,۴۴۸,۷۸۵,۳۲۹	۵۲,۶۳۳,۳۲۹,۲۲۸	۵۷,۹۲۰,۰۰۰,۰۰۰	۶۵,۳۳۳,۰۰۰,۰۰۰	ارزش خالص کنونی ($)

نتیجه‌گیری

۱- در روند محاسبات مشخص شد که مدل استاندارد تولیدی مدلی کاربردی و منعطف‌تری نسبت به مدل تک معادله است، هر چند مدل تک معادله با ویژگی‌های دیگری که در طول تحقیق بیان شد، همچون جامع و قابل اجرا بودن برای همه میادین، ارائه پاسخ در کمترین زمان بیشتر مد نظر قرار می‌گیرد.

۲- در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها در تمامی مراحل مدیریت جامع مخزن و اجرای طرح توسعه میادین نفتی ضروری است و نسبت به روش‌های معین (قطعیت) پاسخ های کاراتر، قابل اعتمادتر و با قابلیت اجرایی بهتری را ارائه می دهند. بر همین اساس، مدل برگزیده این تحقیق در درجه اول نتایج به دست آمده در محیط احتمالی و مدل استاندارد تولیدی و سناریوی چاه‌های افقی است. تعداد ۲۶۴ چاه با NPV برابر $ ۵۲,۶۳۳,۳۲۹,۲۲۸ برای میدان مورد مطالعه در این تحقیق.

۳- مدل‌های شبیه‌ساز مونت کارلو و مدل بهینه‌یاب الگوریتم ژنتیک، مدل‌هایی کارا و مناسب برای تعیین تعداد بهینه چاه‌های نفتی در صنعت نفت هستند.

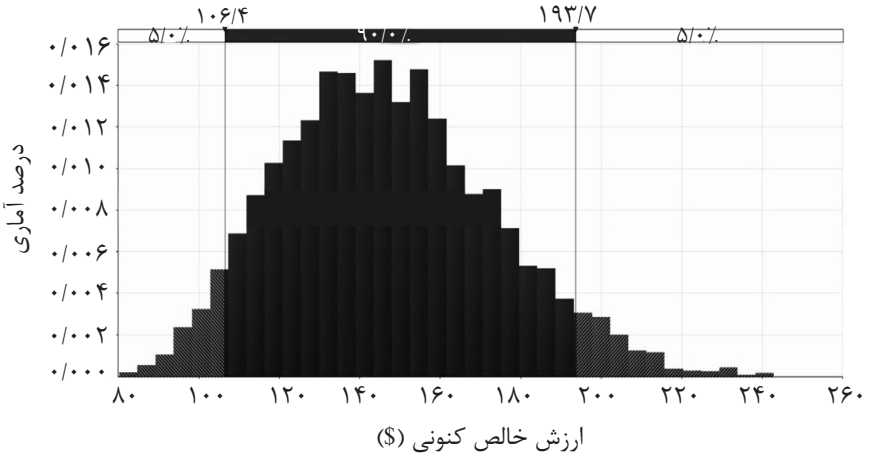
۴- نرم‌افزارهای Risk optimizer و Risk@ ابزارهای مناسبی برای شبیه‌سازی و بهینه‌یابی تعداد چاه‌های تولیدی محسوب می‌شوند.

پیشنهادات

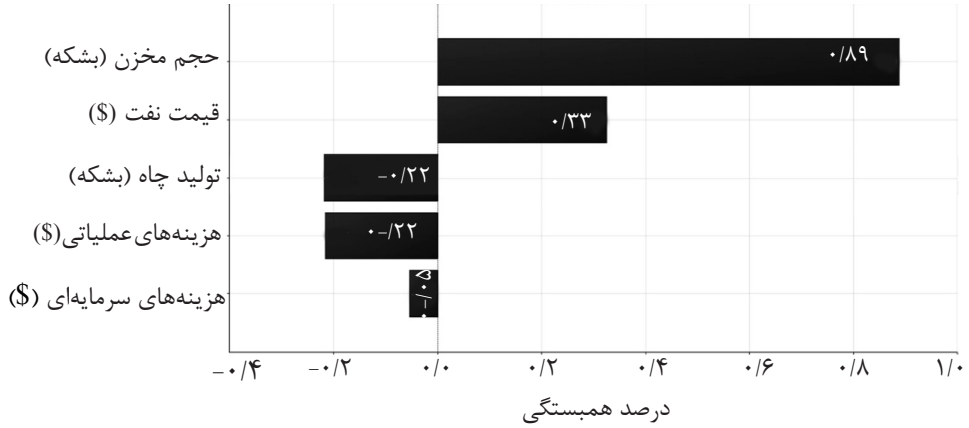
۱- بررسی همین موضوع با در نظر گرفتن مخزنی با ویژگی‌های زمین‌شناسی ناهمگن.

۲- ساخت مدل دینامیکی (مدل پویا) از مخزن مورد مطالعه و مقایسه نتایج مدل دینامیکی با مدل استاتیکی.

ضمیمه ۱

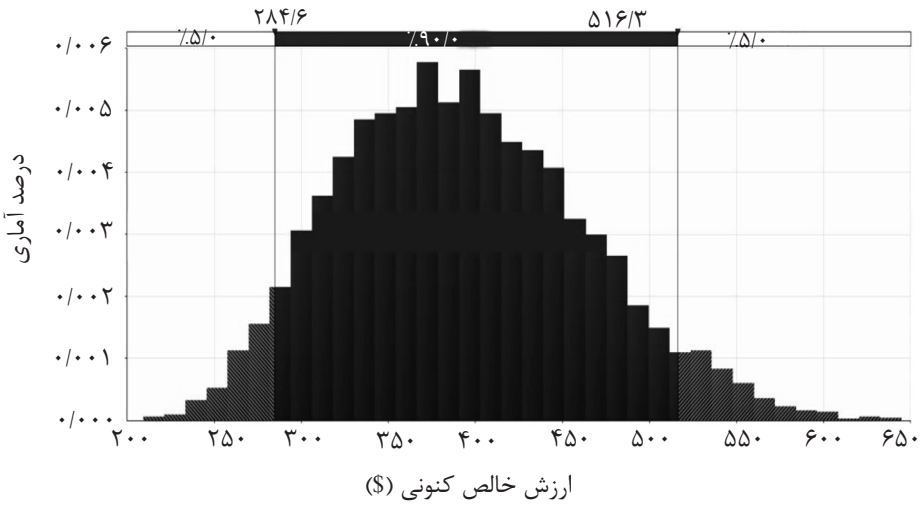


شکل ۹- تابع توزیع احتمال با فرض (r =۰/۰۲) برای تعداد چاه‌های افقی

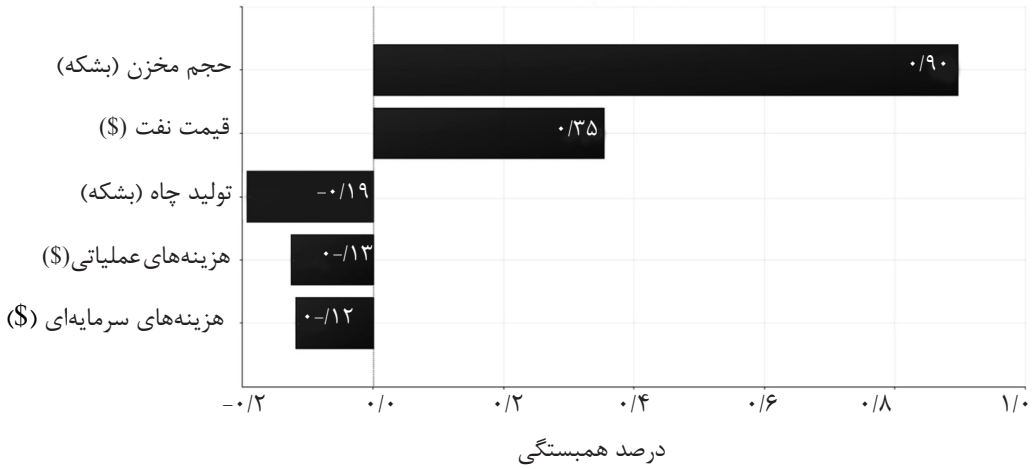


شکل ۱۰- تحلیل حساسیت تعداد چاه‌های افقی با فرض (r =۰/۰۲)

ضمیمه ۲



شکل ۱۱- تابع توزیع احتمال تعداد چاه‌های افقی با فرض قیمت ۱۰۰ $ برای هر بشکه نفت



شکل ۱۲- آنالیز حساسیت تعداد چاه‌های افقی با فرض قیمت ۱۰۰ $ برای هر بشکه نفت

مراجع

[1]. Muskat M., *Physicial Principles of oil Production*, McGraw- Hill book company, Inc, 1949.

[2]. Corrie R. D., "*An analystical solution to estimate optimum number of development wells to achive maximum economical returns*", SPE 7143 ,Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition Held in New Orleans, Louisiana, 30 Sept. 3 Oct. 2001.

[3]. Tabatabaei Nejad A., Vahidi Aleagaha A. and Salari S., "*Estimating optimum well spacing in a Middle East onshore oil field using a genetic algorithm-optimization approach*", SPE Middle East oil and Gas show and Conference, pp. 11-14 Ma., Bahrain, 2007.

[4]. Al-Herthy M., *Number of development wells: a decision under uncertainty*, The Engineering Economist, Vol. 55: pp. 328-349, 2010.

[5]. Cunningham P., *NPV formulas-a fast method for calculating and optimizing NPV in screening studies*,.Available at http://www.omgen-ideas.com (accessed 1 Dec. 2009).

[6] Lund M., *Valuing flexibility in offshore petroleum projects*, Annuals of Operations Research, Vol. 99, pp. 325-

349. 2000.

[7]. Simpson G., Lamb F., Finch J., and Dinnie N., "*The application of probabilistic and qualitative methods to asset management decision making*", Paper SPE 59455 presented at the SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management, 25–26 Apr., Yokohama, Japan. 2000.

[8]. Palisade., *Guide to using Risk optimizer ,Simulation optimization for Microsoft Excel*, Version 5. Available at http://www.palisade.com. 2008a.

[9]. Palisade., @*Risk, Risk optimizer*, Available at http://www.palisade.com. 2008b