پژوهش نفت شماره ۱۱۷، خرداد و تیر ۱۴۰۰، صفحه ۹۵-۷۸

انتخاب سناریو بهینه ازدیاد برداشت تحت عدم قطعیت با مدل احتمالی سطح پاسخ و معیارهای تصمیم گیری کمی برای یکی از مخازن ناهمگن عظیم ایران

محمدرضا محاسنی[۱] و بهنام صدایی*[۲]
۱- گروه اقتصاد و مدیریت انرژی، دانشکده نفت تهران، دانشگاه صنعت نفت، ایران
۲- انستیتو مهندسی نفت، دانشکده فنی، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۹/۳ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۱۱/۲۵

چکیده

عدم قطعیت در بخش بالادستی صنعت نفت خصوصاً در مراحل ابتدایی توسعه میدان، به دلیل کمبود داده‌های مخزنی و کثرت پارامترهای نامشخص زیاد است. تعیین مواردی همچون نفت درجای مخزن، ضریب بازیافت و ارزش خالص فعلی سناریوهای تولیدی نیازمند آنالیز عدم قطعیت است. در این مقاله با استفاده از روش سطح‌پاسخ و شبیه‌سازی مونت کارلو، عدم قطعیت در یک میدان ناهمگن عظیم توسعه نیافته و تأثیر آن بر انتخاب سناریو ازدیاد برداشت بررسی شده است . سپس با کمک دو معیار تصمیم‌گیری تابع زیان و مطلوبیت کل، بهترین سناریو با در نظر گرفتن عدم قطعیت انتخاب شد. طبق معیار «تابع زیان» ، سناریو پلیمر دارای بیشترین مقدار «بهترین تخمین» در تمامی حالات توابع زیان استفاده شده را داراست و به عنوان بهترین سناریو تولیدی تحت عدم قطعیت انتخاب شد. همچنین طبق معیار تصمیم‌گیری «مطلوبیت کل»، سناریوی پلیمر دارای بیشترین مقدار مطلوبیت کل از بین تمام سناریوها بوده و به عنوان بهترین سناریو تحت عدم قطعیت انتخاب شد. نتایج نشان دادند که پارامترهای تراوایی، گذردهی سیال، سطح تماس نفت و آب و Net to Gross بیشترین تأثیر بر تولید نفت مخزن را دارند. همچنین پس از انجام آنالیز عدم قطعیت، استفاده از توابع زیان مختلف، مقدار «بهترین تخمین» سناریوهای تولیدی را تحت تأثیر خود قرار می‌دهد. معیار مطلوبیت کل، روش مناسبی برای رتبه‌بندی سناریوهای تولیدی و تصمیم‌گیری برای انتخاب بهترین سناریو صیانتی تحت عدم قطعیت است.

کلمات کلیدی: کمی‌سازی عدم قطعیت، تحلیل حساسیت، تابع زیان، مطلوبیت کل، مدل پروکسی سطح پاسخ، ازدیاد برداشت.

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی sedaee@ut.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2021.4350.2971)

مقدمه

اهمیت آنالیز عدم قطعیت

ریسک و عدم قطعیت در مرحله مفهومی یا در واقع همان مراحل ابتدایی پروژه بالادستی نفت به دلیل کثرت پارامترهای نامشخص و کمبود داده، بالا است. با کاهش تولید نفت در طول عمر میدان، افزایش هزینه‌های عملیاتی، اهمیت آنالیز ریسک و عدم قطعیت در بخش بالادستی نفت بیشتر می‌شود [۱].

عدم قطعیت

عدم اطمینان به این معنی است که شما از چیزی کمتر از ۱۰۰٪ مطمئن هستید. همواره مقادیر نفت درجای مخزن، ذخایر و انتخاب سناریوهای تولید با عدم قطعیت همراه هستند که روی بهره‌وری اقتصادی تأثیر می‌گذارند و نقش مهمی در تصمیم‌گیری تولیدکنندگان نفت و سرمایه‌گذاران بخش بالادستی نفت دارد. بنابراین ارزیابی عدم قطعیت از اهمیت بالایی برخوردار است.

به طور کلی، عدم قطعیت‌های پروژه بالادستی نفت را میتوان به دو دسته فنی و غیرفنی تقسیم کرد.

عدم قطعیت‌های فنی شامل ویژگی‌های زمین‌شناسی، خصوصیات سنگ و سیال، مکان سطوح تماس نفت و آب و گاز و غیره می‌باشد. عدم قطعیت‌های غیرفنی (که در این اینجا بیشتر موارد اقتصادی مطرح است) شامل قیمت نفت، هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی است. از نظر قابلیت کنترل بودن، متغیرها به دسته‌های قابل کنترل و غیرقابل کنترل تقسیم می‌شوند. تمام عوامل زمین‌شناسی، شرایط اقتصادی و برخی از عوامل مهندسی در برنامه توسعه میدان قابل کنترل نیستند، در حالی که برخی از عوامل مهندسی و عملیاتی مانند تعداد و فاصله چاه‌ها، شرایط کنترلی چاه‌ها (دبی و فشار)، روش تولید از میدان، زمان تزریق و ... قابل کنترل هستند. همه این عدم قطعیت‌ها منجر به عدم اطمینان در تخمین نفت درجا، ضریب بازیافت، اقتصاد پروژه و سودآوری پیش‌بینی شده پروژه می‌شود [۲].

رویکردهای تحلیل عدم قطعیت

به طور کلی دو رویکرد برای تجزیه و تحلیل عدم اطمینان وجود دارد: ۱-رویکرد قطعی ۲-رویکرد احتمالی یا تصادفی

رویکرد قطعی به عنوان تکنیک‌هایی استفاده می شوند که از تخمین نقطه استفاده می‌کنند و نتیجه واحدی را فرض می‌کنند. مانند آنالیز حساسیت یا روش‌های طراحی آزمایش. متداول‌ترین روش‌های قطعی مورد استفاده، تحلیل سناریو و تحلیل حساسیت است.

رویکرد احتمالی به روش‌هایی گفته می‌شود که پارامترها به صورت تصادفی توسط روش‌های نمونه‌گیری تصادفی مثل شبیه‌سازی مونت کارلو انتخاب می‌شوند. در روش‌های احتمالی، یک تابع توزیع احتمال به هر یک یا پارامترهای انتخاب شده اختصاص می‌یابد. در رویکرد احتمالی، نوع توزیع احتمال پارامترها و روش‌های نمونه‌گیری، مهم است.

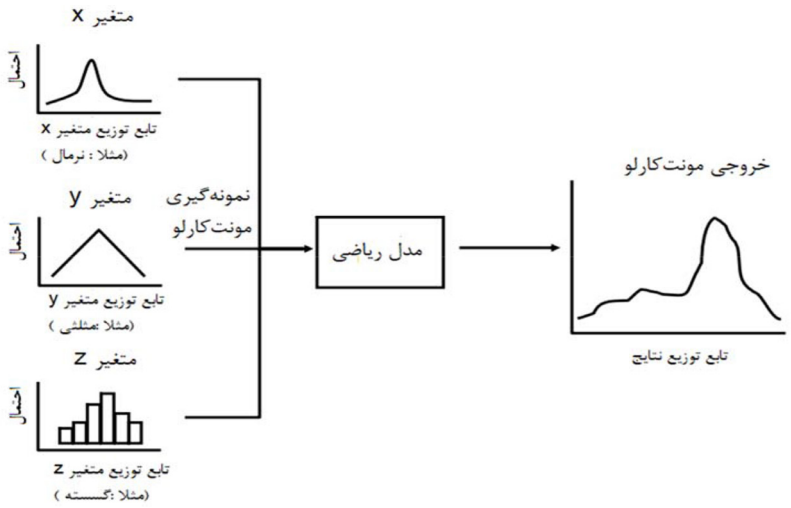
توجه به رویکرد احتمالی عدم قطعیت، طی سال‌های گذشته به تدریج در صنعت نفت افزایش یافته است.روش سنتی عدم قطعیت ، یک مقدار قطعی برای تابع هدف مورد بررسی (ضریب بازیافت ،ارزش خالص فعلی و ...) می‌دهد. اما تحلیل احتمالی عدم قطعیت، یک توزیع احتمال از تابع هدف مورد بررسی را می‌دهد.

بنابراین، یک رویکرد آماری یا رویکرد احتمالی مناسب تر از رویکرد قطعی برای تحلیل عدم قطعیت توسعه میدانی است. در این مقاله، منظور از توزیع NPV یک تابع چگالی احتمال برای NPV است. همین تعریف برای توزیع RF (ضریب بازیافت) نیز صادق است. روشی که در این مقاله به کار گرفته شده، جزء روش‌های احتمالی تحلیل عدم قطعیت است.

شبیه‌سازی مونت‌کارلو

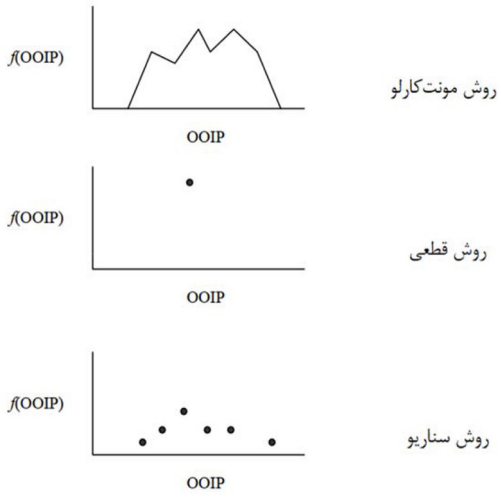
مونت کارلو یک روش آماری قدرتمند است که برای بیش از نیم قرن توسعه یافته است. شبیه‌سازی مونت کارلو روشی برای انتشار عدم قطعیت با تولید اعداد تصادفی بر اساس توزیع احتمال ورودی با استفاده از مدل است. این روش دنیای واقعی را نشان می‌دهد. از این روش برای تخمین ذخایر، پیش‌بینی ضریب بازیافت و ارزش خالص فعلی سناریوهای تولیدی و ارزیابی عدم قطعیت در موارد گفته شده استفاده می‌شود.

روش مونت کارلو با یک مدل تحلیلی شروع می‌شود که متغیر وابسته آن، تابعی از متغیرهای مستقل است. متغیر وابسته معمولاً مقادیری مانند هیدروکربن درجا یا تولید نفت تجمعی در یک زمان خاص در آینده یا ارزش خالص فعلی سناریو است. متغیرهای مستقل با توجه به نوع متغیر وابسته یا پارامترهای فنی (مانند: پارامترهای پتروفیزیکی از جمله تخلخل، نفوذپذیری و اشباع) و یا پارامترهای اقتصادی (مثل قیمت نفت، هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های عملیاتی، نرخ تورم و نرخ تنزیل) هستند (شکل ۱).



شکل ۱ روش شبیه‌سازی مونت کارلو [۱].

تکنیک مونت کارلو دارای مزایا و معایبی است. نتایج مونت‌کارلو، نسبت به رویکرد قطعی و سناریویی، حاوی اطلاعات بیشتری در مورد خروجی احتمالی است. خروجی روش مونت کارلو، مانند توابع چگالی احتمال و توابع توزیع تجمعی، توزیع پیوسته هستند در حالی که در رویکرد قطعی یا سناریو خروجی به صورت نقاط مجزاست (شکل ۲). نتایج مونت کارلو در مورد احتمال نتیجه محتمل، نتیجه بدبینانه و نتیجه خوش‌بینانه به کاربران ایده می‌دهد و به ارزیابی ریسک در ارتباط با متغیر وابسته کمک می‌کند [۳].



شکل ۲ مقایسه خروجی روش مونت‌کارلو در مقایسه با رویکردهای گسسته عدم قطعیت (روش قطعی و روش سناریو)[۳]

مدل‌های پروکسی

از شبیه‌سازی مخزن در مهندسی نفت در کل مراحل ارزیابی، توسعه و تولید برای انجام تطبیق تاریخچه ، انتخاب سناریو تولید و انجام پیش بینی‌های تولید استفاده می‌شود. یکی از معایب شبیه‌سازی، زمان زیاد لازم برای انجام آن است خصوصاً برای مدل‌های مخزنی که پیچیدگی زیادی دارند. تجزیه و تحلیل نتایج ارزیابی‌های بخش بالادستی نفت از جمله آنالیز عدم قطعیت، نیازمند چابکی در انجام شبیه‌سازی‌هاست تا تصمیمات دقیق‌تری گرفته شود.

از جمله تکنیک‌هایی که برای تسریع فرآیند زمانبر شبیه‌سازی ایجاد شده است، روش ایجاد مدل پروکسی است که زمان محاسبات را کاهش می‌دهد. یکی از انواع مدل‌های پروکسی، روش پروکسی سطح پاسخ [۱] است که می‌تواند با ابزارهای نمونه‌گیری قطعی (مانند روش‌های طراحی آزمایش) یا تصادفی (روش شبیه‌سازی مونت کارلو) ابزارهای کارآمدی برای کاهش زمان محاسباتی شبیه‌سازی مورد نیاز در مطالعه مخازن نفت باشند.

پروکسی سطح پاسخ۱، از طریق برازش پارامترهای بتا (β) در یک چندجمله‌ای ساخته میشود.

$$y(x) = \beta_0 + \sum_i \beta_i x_i + \sum_i \sum_j \beta_{ij} x_i x_j + \sum_i \beta_{ii} x_i^2 \qquad (۱)$$

در این روش ابتدا با تعدادی «شبیه‌سازی یادگیری»[۲]، مدل پروکسی ساخته می‌شود و بسته به نوع معادله چند جمله‌ای که ممکن است خطی، دوخطی (bilinear) یا توانی انتخاب شود، روابط بین متغیر وابسته با هر کدام از پارامترها به صورت مجزا، متقابل و توان دوم پارامترها بررسی می‌شود.

هنگامی که یک مدل پروکسی ساخته شد، تعدادی «شبیه‌سازی اعتبارسنجی»[۳] انجام می‌شود تا تحلیل شود که آیا پروکسی ساخته شده می‌تواند رفتار مخزن را پیش‌بینی کند یا خیر. پس از تأیید دقت مدل پروکسی، تعداد زیادی مورد آزمایش[۴] برای ایجاد توزیع متغیر وابسته انجام می‌شود.

به دلیل عدم اطمینان ذاتی در پارامترهای مخزن، رسیدن به یک پروکسی معرف رفتار مخزن، نیازمند شناخت مهمترین پارامترهای مؤثر بر آن و انتخاب بازه مناسب برای تغییر آن پارامترهاست [۴].

تصمیم‌گیری در شرایط عدم قطعیت بر اساس تابع زیان

در بهینه‌سازی ریاضی و تئوری تصمیم‌گیری، یک تابع زیان [۵] (یا تابع خطا [۶]) تابعی است که یک رویداد یا مقادیر یک یا چند متغیر را به صورت عدد نمایش می‌دهد. به عبارت دیگر، یک تابع زیان، تأثیر سود ناشناخته را با یک مقدار P* به صورت خطای کمی e = P*- P نمایش می‌دهد.

تابع زیان loss(e) باید توسط سازمان یا مسئول تصمیم‌گیری اقتصادی مشخص شود و بنابراین مقداری معلوم است، اما عبارت e که ورودی تابع زیان است ، نامشخص است. بنابراین، برای هر سناریو می‌توان مقدار ضرر مورد انتظار را با استفاده از توزیع P و معادله‌ی ۲ تعیین کرد:

$$E\{Loss\} = \frac{1}{L}\sum_{i=1}^{L} Loss(P_s^* - P_{l,s}) \qquad (۲)$$

L: تعداد تحقق‌های ساخته‌شده در هر سناریو

i: اندیش شماره تحقق مخزنی

$P_{l,s}$: مقدار سود در تحقق l ام از سناریو s

P^*_s: بهترین تخمین در سناریو s

برای مثال باید برای هر سناریو، «بهترین تخمین» NPV از توزیع آن سناریو (یعنی مقدار P^*_s برای توزیع NPV هر سناریو که در واقع مجهول مسئله است) را از طریق کمینه‌سازی مقدار ضرر مورد انتظار [۷] محاسبه کرد. البته در صورتی که تابع زیان به یکی از فرم‌های خاص زیر باشد، بدون محاسبه عددی یا همان کمینه‌سازی ضرر مورد انتظار برای یافتن P^*_s، می‌توان مقادیر «بهترین تخمین» آنها را مشخص

1. Response Surface Proxy
2. Training Cases
3. Validation Cases
4. Evaluation Case
5. Loss Function
6. Error Function
7. Expected Loss

کرد که در ادامه توضیح داده شده است. سپس، سناریویی که مقدار «بهترین تخمین» بیشتری دارد، به عنوان بهترین سناریو انتخاب می‌شود.

انواع مختلفی از توابع زیان وجود دارند که سه مورد از آنها عبارتند از:

۱- تابع زیان میانگین مربعات خطا (Mean Square Error)

یکی از معروف‌ترین و معمول‌ترین توابع زیان در تحلیل برازشی، میانگین مربعات خطا است که به اختصار MSE نامیده می‌شود. این تابع زیان، میانگین مربعات فاصله بین مقادیر پیش‌بینی و «بهترین تخمین» را محاسبه می‌کند. شیوه و نحوه محاسبه آن در زیر دیده می‌شود:

$$Loss(e) = \alpha e^2 \qquad (۳)$$

«بهترین تخمین» در این تابع زیان، برابر میانگین توزیع نتایج است.

۲- تابع زیان میانگین قدرمطلق خطا (Mean Absolute Error)

یکی دیگر از توابع زیان که خواص جالبی دارد، میانگین قدرمطلق خطا است که به اختصار MAE نیز نامیده می‌شود. این تابع زیان، به مانند MSE از فاصله بین مقادیر پیش‌بینی و «بهترین تخمین» به عنوان معیار استفاده کرده ولی جهت این تفاضل را در نظر نمی‌گیرد. بنابراین در محاسبه خطا MAE فقط میزان فاصله و نه جهت فاصله به کار می‌رود. البته گاهی در مباحث آماری، به این تابع، زیان L1 نیز گفته می‌شود. بنابراین MAE، میانگین قدرمطلق تفاضل بین مقادیر پیش‌بینی و «بهترین تخمین» را محاسبه می‌کند. شیوه به‌دست آوردن MAE در رابطه زیر نوشته شده است.

$$Loss(e) = \alpha |e| \qquad (۴)$$

«بهترین تخمین» در این تابع زیان، برابر میانه توزیع نتایج است.

۳- تابع زیان چندکی (Quantile Loss)

در تابع زیان چندکی این قابلیت وجود دارد که با تعیین مقادیر ثابت ω_1 و ω_2 در معادله آن، تصمیم‌گیرنده می‌تواند «بهترین تخمین» را بر اساس ریسک‌پذیری یا ریسک‌گریزی خود به صورت «تخمین دست بالا» یا «تخمین دست پایین» محاسبه کند. بنابراین در مسائل همراه با عدم قطعیت، این تابع زیان کاربرد بیشتری دارد. فرم کلی تابع زیان چندکی به صورت زیر است:

$$Loss(e) = \begin{cases} \omega_1 e & \text{for } e \geq 0 \text{ (overestimation)} \\ \omega_2 e & \text{for } e < 0 \text{ (underestimation)} \end{cases} \qquad (۵)$$

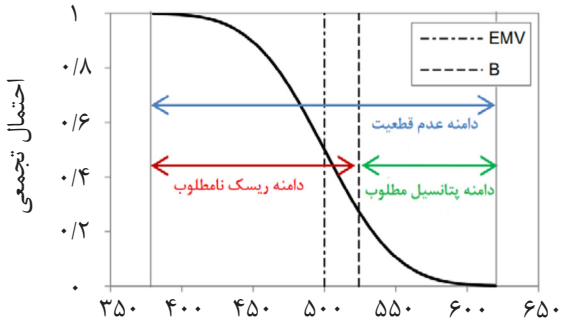
«بهترین تخمین» در این تابع زیان ، چندک p ام توزیع داده‌ها است (مطابق معادله ۶)

$$p = \frac{\omega_2}{\omega_1 + \omega_2} \qquad \in [0\,,\,1] \qquad (۶)$$

تصمیم‌گیری در شرایط عدم قطعیت بر اساس واریانس و نیمه انحراف‌معیار

توسعه میادین نفتی که نیازمند سرمایه‌گذاری زیادی است، معمولاً ریسک و عدم قطعیت بالایی دارد. تصمیم گیرندگان معمولاً نسبت به مقادیر بالاتر از نمونه تجربی [1] گریزان نیستند و انتظار تحقق آن سناریوهای خوش بینانه را دارند ولی نسبت به مقادیر کمتر از نمونه تجربی نگران هستند. بر این اساس، انحراف معیار برای اندازه‌گیری ریسک و سود کافی نیست و بیان‌کننده عدم اطمینان کلی در بازده است. سانتوس و همکاران نیمه‌انحراف‌معیار[2] را مفیدتر می‌دانند [۵]، زیرا پراکندگی نتایج در دو طرف نمونه تجربی (مقادیر بیشتر و مقادیر کمتر از آن) را به طور مجزا نشان می‌دهد و بنابراین پتانسیل مطلوب [3] (عدم قطعیت در سود) را از ریسک نامطلوب [4] (عدم قطعیت در ضرر) متمایز می‌کند (شکل ۳). این پارامترها در بخش روش تحقیق توضیح داده خواهند شد.

1. Benchmark
2. Semi Deviation
3. Upside Potential
4. Downside risk



شکل ۳ نمودار ریسک NPV سناریو تولیدی [۶].

مروری بر مطالعات گذشته

مطالعات زیاد و متنوعی روی عدم قطعیت در حوزه بالادستی نفت و گاز انجام شده است. اسچیوزر و همکاران [۷]، از یک روش یکپارچه آنالیز عدم قطعیت در ارتباط با توسعه میدان و مدیریت مخزن (شامل ارزیابی ریسک، شبیه سازی مخزن، تطبیق تاریخچه، روش‌های کاهش عدم قطعیت، انتخاب بهترین مدل معرف مخزن و درنهایت، انتخاب بهترین استراتژی تولید تحت عدم قطعیت) ارائه داد.کیونگ‌بوک و همکاران [۸]، با یک روش مبتنی بر یادگیری عمیق و به‌کارگیری روش خوشه‌بندی مبتنی بر فاصله برای خوشه‌بندی مدل‌های ساخته شده توسط الگوریتم‌های زمین‌آمار(به منظور کم کردن زمان محاسبات شبیه‌سازی)، به کمی‌سازی عدم قطعیت و انتخاب بهترین مدل‌های معرف مخزن پرداخت. استام و همکاران [۹]، با به‌کارگیری روش‌های شبیه‌سازی مونت کارلو و نمونه‌گیری حلقه مارکو شبیه‌سازی مونت‌کارلو به کمی‌سازی عدم قطعیت درباره حجم نفت درجا پرداخت و سپس از طریق کمینه‌سازی تابع زیان به پیش‌بینی «بهترین تخمین» از نفت درجای مخزن از بین نتایج حاصل از شبیه‌سازی مونت کارلو پرداخت. منفردی و همکاران [۱۰]، یک روش تصحیح‌شده رتبه‌بندی تحقق‌های زمین‌آماری را به همراه تطبیق تاریخچه داده‌های تولیدی، برای بهبود کمی‌سازی عدم قطعیت معرفی کرد. برای انتخاب بهترین معیار رتبه‌بندی، درجه همبستگی خطی بین رتبه‌ها را بر اساس چندین معیار رتبه‌بندی و پارامتر عملکردبررسی کرد. پلیزل و همکاران [۴]، از روش ساخت پروکسی سطح پاسخ به همراه نمونه‌گیری لاتین هایپرکیوب، عدم قطعیت نفت تولید شده و ارزش خالص فعلی سناریوهای تولیدی را مورد ارزیابی قرار داد. همچنین از روش آنالیز واریانس، برای اعتبارسنجی مدل‌های پروکسی ساخته شده استفاده کرد. در پژوهش‌های گذشته در زمینه آنالیز عدم قطعیت، کمتر بر روی مخزن ناهمگن و انتخاب روش ازدیاد برداشت بر مبنای تابع زیان و نیمه‌انحراف معیار انجام شده است . ما در این مقاله، این آنالیز عدم قطعیت را بر روی یک مخزن ناهمگن عظیم بررسی می‌کنیم.

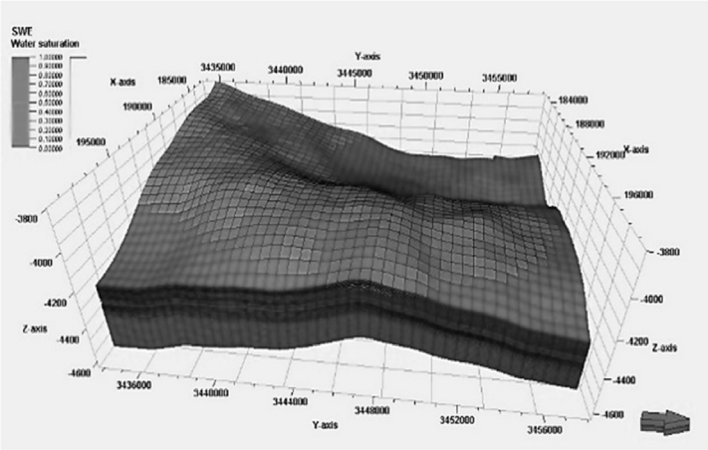
نوآوری

پژوهش‌های گذشته که در زمینه آنالیز عدم قطعیت در مهندسی نفت انجام شده، بیشتر اثر این عدم قطعیت ها را بر نفت درجای مخزن بررسی کرده‌اند. در تعداد کمی از پژوهش‌ها که بررسی عدم قطعیت روی ضریب بازیافت نفت صورت گرفته هم روش تصمیم‌گیری برای تحلیل نتایج، عموماً براساس مقادیر آماری P50، P10 و P90 از توزیع احتمال نتایج خروجی آنها بوده که یک روش عادی محسوب می‌شود. همچنین این مطالعات، کمتر روی میدان ناهمگن عظیم انجام شده که در این مقاله می‌خواهیم روی یک میدان ناهمگن عظیم این آنالیز عدم قطعیت را انجام دهیم.

در ایـن مقالـه، از ابزارهـای تابـع خطـا و مطلوبیـت کل [1] (کـه توسـط پارامترهـای ارزش انتظـاری [2] و نیمـه انحراف معیـار محاسـبه می‌شـود) در کنـار روش سـاخت مـدل پروکسـی سـطح پاسـخ و شبیه‌سـازی مونـت کارلـو[3]، بـر روی پارامترهـای ضریـب بازیافـت و ارزش خالـص فعلـی بـرای تصمیم‌گیـری بـرای انتخـاب بهتریـن سـناریوی ازدیـاد برداشـت تحـت عـدم قطعیـت اسـتفاده شـده اسـت.

معرفی مخزن و سناریوهای تولیدی

ایـن مخـزن کـه از جملـه مخـازن ناهمگـن کمتـر توسـعه یافتـه غـرب ایـران محسـوب می‌شـود، از ۵ لایـه تشـکیل شـده اسـت و ۱۸ حلقـه چـاه تولیـدی دارد (شـکل ۴). جـدول ۱، خـواص اصلـی مخـزن، جـدول ۲، پارامترهـای عملیاتـی چاه‌هـا)محـدوده فشـار و دبـی چاه‌هـا) و جـدول ۳ پارامترهـای اقتصـادی به‌کارگرفتـه شـده در محاسـبات را نشـان می‌دهـد.



شکل ۴ نمای کلی مخزن (نقشه اشباع آب مخزن).

جدول ۱ پارامترهای سنگ و سیال مخزن

پارامتر مخزن	مقدار در سیستم واحد Field
تراوایی (K)	۱ mD تا ۱۵۰ mD (میانگین ~ ۳۰ mD)
تخلخل (ϕ)	۶ تا ۲۲٪ (میانگین ~ ۱۴٪)
عمق (D)	۱۲۳۰۰ ft تا ۱۵۷۰۰ ft
دما (T)	۳۰۰ °F
فشار (P)	۷۸۰۰ psi تا ۱۰۲۰۰ psi (میانگین ۹۰۰۰ psi)
درجه API	۳۵ °

جدول ۲ پارامترهای عملیاتی به کار رفته در محاسبات.

سناریو تولیدی / پارامتر عملیاتی	تزریق آب	تزریق گاز امتزاجی	تزریق پلیمر
دبی تولید نفت (bbl/day)	۴۰۰۰	۴۰۰۰	۴۰۰۰
حداکثر دبی تزریق آب (bbl/day)	۶۰۰۰		۶۰۰۰
حداکثر دبی تزریق گاز (MMScf/day)		۵۰	
حداقل فشار ته‌چاهی تولیدی (psi)	۴۰۰۰	۴۰۰۰	۴۰۰۰
حداکثر فشار تزریقی (psi)	۱۱۰۰۰	۱۱۰۰۰	۱۱۰۰۰

1. Global Utility
2. Expected Value
3. Monte Carlo Simulation

جدول ۳ پارامترهای اقتصادی به کار رفته در محاسبات

پارامتر اقتصادی	مقدار
قیمت نفت	۵۰ bbl/$
قیمت گاز	۱/۸ MScf/$
هزینه عملیاتی تولید آب	۶ bbl/$
هزینه عملیاتی تزریق آب	۳ bbl/$
هزینه عملیاتی تزریق گاز	۱ MScf/$
هزینه حفر هر چاه	۵ $MM

در ساخت مدل مخزن، از مدل سیال بررسی شده توسط هاشمی و همکاران [۱۱] استفاده شد. آنها با بررسی سازگاری داده‌های روش‌های آزمایشگاهی سیال، از طریق روش‌های نموداری، ترکیب مجدد[1] و بررسی موازنه مواد، یک روش اعتبارسنجی جامع برای تأیید خصوصیات سیال مخزن و تعیین بهترین سیال معرف مخزن طراحی کردند.

بر روی این مخزن سه سناریو تزریق آب، تزریق امتزاجی گاز و تزریق پلیمر که در غربال‌گری ازدیاد برداشت مورد تأیید واقع شده‌اند، مورد مطالعه قرار گرفت. در تمام سناریوها تعداد ۱۸ چاه تولیدی و ۱۸ چاه تزریقی حفر شده است.

روش تحقیق

در این مقاله، هدف این است که تأثیر پارامترهای مخزنی را بر انتخاب روش ازدیاد برداشت نفت بررسی کنیم و سپس با روشی که در ادامه بیان خواهد شد، بهترین سناریو که دارای عدم قطعیت کمتری است انتخاب می‌کنیم.

روش اجرایی، فلوچارت و مراحل به شرح زیر است :

۱- طراحی تعدادی سناریوهای ازدیاد برداشت

۲- انجام آنالیز حساسیت روی سناریوهای تولیدی و شناسایی مؤثرترین پارامترهای غیرقطعی بر تولید نفت و تعیین محدوده احتمالی آنها

۳- انجام آنالیز عدم قطعیت از طریق ساخت پروکسی برای سناریوهای تولیدی بر حسب مؤثرترین پارامترهای انتخاب شده در مرحله قبل (تحلیل حساسیت)

۴- انتخاب بهترین سناریو تحت عدم قطعیت بر اساس دو روش زیر:

۴,۱- انتخاب بهترین سناریو بر اساس تابع زیان

۴,۲- انتخاب بهترین سناریو بر مبنای مطلوبیت کل (با استفاده از پارامترهای ارزش انتظاری، ریسک نامطلوب و پتانسیل مطلوب)

تحلیل حساسیت بر روی پارامترهای مخزن

آنالیز حساسیت بر روی پارامترهای زیر نسبت به مقدار تولید نفت در هر سناریو انجام شد (بازه تغییر پارامترها در جدول ۴ نشان داده شده است). قابل ذکر است که توزیع تمام پارامترها یکنواخت درنظر گرفته شده است.

پارامترهای عدم قطعیت که با U مشخص شده‌اند، از طریق یک ضریب به میزان ۳۰٪، کاهش و افزایش داده شدند (البته برای NTG، با توجه به ماهیت آن، حداکثر مقدار ۱ در نظر گرفته شد و برای پارامتر ضریب گذردهی سیال [2] نیز به منظور بهتر نشان دادن تأثیر آن بر جریان در مخزن ، حداکثر مقدار ۱ درنظر گرفته شد و سطح تماس نفت و آب نیز، در بازه های جابجایی عمودی ۵ متر مورد تحلیل حساسیت قرار گرفت تا کل محدوده ی عدم قطعیت آن را شامل شود).

1. Recombination
2. Transmissibility Multiplier

جدول ۴ پارامترهای به‌کار رفته در تحلیل حساسیت.

ردیف	پارامتر	نوع	حداقل	حداکثر
۱	سطح تماس نفت و آب (WOC)	U	-۲۵ m	+۲۵ m
۲	تخلخل (ϕ)	S	مقدار seed	
۳	اشباع آب (S_w)	S	مقدار seed	
۴	تراوایی مطلق (K)	U	۰/۷ ضریب	۱/۳ ضریب
۵	تراوایی نسبی نفت (K_{ro})	U	۰/۷ ضریب	۱/۳ ضریب
۶	تراوایی نسبی آب (K_{rw})	U	۰/۷ ضریب	۱/۳ ضریب
۷	نسبت گاز محلول در نفت (R_s)	U	۰/۷ ضریب	۱/۳ ضریب
۸	اشباع بحرانی آب (S_{wcr})	U	۰/۷ ضریب	۱/۳ ضریب
۹	اشباع باقی مانده نفت (S_{or})	U	۰/۷ ضریب	۱/۳ ضریب
۱۰	Net to Gross (NTG)	U	۰/۷ ضریب	۱ ضریب
۱۱	ضریب گذردهی (TM)	U	۰/۰۰۰۱ ضریب	۱ ضریب

پارامترهایی که با S مشخص شده اند، با تغییر مقدار seed در واریوگرام آنها ایجاد شده‌اند مانند تخلخل و اشباع آب. با توجه به اینکه مقادیر آنها به صورت تصادفی تغییر میکند ،تحلیل حساسیت این دو پارامتر، به صورت جداگانه و با تعداد دفعات شبیه‌سازی بیشتر انجام گرفت تا کل بازه عدم قطعیت هر کدام از این دو پارامتر را شامل شود.

ساخت مدل پروکسی سطح پاسخ برای سناریوها

برای تمام سناریوهای تولیدی تعریف شده روی مخزن، یک مدل پروکسی با روش سطح پاسخ ساخته شد. این پروکسی‌ها به صورت یک مدل سطح پاسخ مرتبه دوم ایجاد شده است. چون هدف از این مقاله بررسی عدم قطعیت پارامترهای مخزن بر تولید نفت است و می‌خواهیم نفت درجا برای تمام سناریوها به طور یکسان تغییر کند، به منظور اینکه بازه نفت درجا برای هر سه سناریوی تولیدی یکسان باشد باشد، چهار متغیر مخزنی مشترک در همه سناریوها که تأثیرگذارترین متغیرها بر تولید نفت بودند (مطابق نمودارهای تورنادو ۵ تا ۷)، برای ساخت پروکسی مورد استفاده قرار گرفت که بازه تغییر آن متغیرها مشابه بازه تغییر استفاده شده در تحلیل حساسیت است (جدول ۵).

انتخاب بهترین سناریو تحت عدم قطعیت

برای انتخاب بهترین سناریو تحت عدم قطعیت در این پروژه از طریق دو روش زیر استفاده شده است که هر کدام در ادامه شرح داده خواهد شد.

الف) استفاده از معیار تابع زیان

در این مقاله از هر سه نوع تابع زیان MAE، MSE و چندکی که در بخش مقدمه توضیح داده شد، استفاده شده و نتایج آنها با همدیگر مقایسه شد.

ب) استفاده از معیار مطلوبیت کل

جدول ۵ متغیرهای مورد استفاده در پروکسی و بازه تغییر آنها

نام متغیر	حداقل تغییرات	حداکثر تغییرات
سطح تماس نفت و آب (WOC)	-۲۵ m	+۲۵ m
تراوایی مطلق (K)	۰/۷ ضریب	۱/۳ ضریب
Net to Gross (NTG)	۰/۷ ضریب	ضریب ۱
ضریب گذردهی (TM)	۰/۰۰۰۱ ضریب	ضریب ۱

این روش بر اساس مدل میانگین واریانس کلاسیک است، با این تفاوت که به جای یک مقدار پراکندگی (واریانس داده‌ها و یک ضریب وزنی) از دو مقدار پراکندگی (نیمه واریانس بالا و پایین داده ها و ضرایب وزنی مستقل برای هر کدام) را نسبت به یک نمونه تجربی محاسبه می‌کند.

در این روش، مقدار نیمه-انحراف معیار پایین [1] از نمونه تجربی (معادله ۷)، برای ارزیابی ریسک نزولی سناریو تولید یا به عبارتی، عدم قطعیت در ضررها و نیمه-انحراف معیار بالا [2] از نمونه تجربی B (معادله ۸)، برای اندازه‌گیری پتانسیل صعودی سناریو تولید (عدم قطعیت در سود)، محاسبه می‌شود. باید توجه داشت که نیمه-انحراف معیار در همان واحدهای تابع هدف بیان می‌شود (نیمه واریانس مانند واریانس در واحد مربع بیان می شود).

$$S_{B-}=\sqrt{S_{B-}^2}=\sqrt{E\{\min[(X-B),0]^2\}} \quad (۷)$$

$$S_{B+}=\sqrt{S_{B+}^2}=\sqrt{E\{\max[(X-B),0]^2\}} \quad (۸)$$

که در این معادلات داریم:

S_{B-}: نیمه-انحراف‌معیار پایین از نمونه تجربی B

$S_B^{2}-$: نیمه واریانس پایین از نمونه تجربی B

S_{B+}: نیمه-انحراف‌معیار بالا از نمونه تجربی B

$S_B^{2}+$: نیمه واریانس بالا از نمونه تجربی B

E: ارزش انتظاری

نمونه تجربی توسط تصمیم‌گیرنده تعریف می‌شود زیرا فقط به تعریف وی از ضرر و سود بستگی دارد. بهتر است یک نمونه تجربی یکسان برای تمام سناریوهای تولید استفاده شود تا مقایسه‌ای عادلانه از مجموعه سناریوهای تولید انجام گیرد.

سانتوس و همکاران برای برآورد ارزش سناریو تولید متناسب با نگرش تصمیم گیرنده، معادله ۹ را پیشنهاد دادند که هم مقادیر ریسک نامطلوب و پتانسیل مطلوب را علاوه بر ارزش انتظاری برای تخمین ارزش هر سناریو تولیدی در نظر می‌گیرد.

$$\varepsilon(x)=E[X]-c_{dr}S_{B-}^2+c_{up}S_{B+}^2=E[X]-\frac{S_{B-}^2}{\tau_{dr}}+\frac{S_{B+}^2}{\tau_{up}} \quad (۹)$$

ε(X): ارزش سناریو تولید متناسب با نگرش تصمیم‌گیرنده

E(X): ارزش انتظاری متغیر تصادفی X

$S_B^{2}-$: نیمه-واریانس پایین از نمونه تجربی B

$S_B^{2}+$: نیمه-واریانس بالا از نمونه تجربی B

C_{dr}: ثابت گریز ریسک نامطلوب[3]

C_{up}: ثابت انتظار پتانسیل مطلوب[4]

τ_{dr}: سطح تلرانس (یا سطح بی‌تفاوتی) نسبت به ریسک نامطلوب [5]

τ_{up}: سطح تلرانس (یا سطح بی‌تفاوتی) نسبت به پتانسیل مطلوب [6]

در معادله ۹، نیمه-واریانس پایین، مقدار ارزش انتظاری را طبق سطح ریسک نامطلوب سناریو تولید و نوسان تصمیم‌گیرنده در ارتباط با ریسک نامطلوب (τ_{dr}) کاهش می‌دهد، در حالی که نیمه-واریانس بالا ، مقدار ارزش انتظاری را طبق سطح پتانسیل مطلوب سناریو تولید و تلرانس تصمیم‌گیرنده نسبت پتانسیل مطلوب (τ_{up}) افزایش میدهد . در یک چارچوب تک معیاره، بهترین سناریو تولید، سناریویی است که مقدار ارزش آن ε(X) بیشتر باشد.

سطح تلرانس (τ) در همان واحدهای توزیع بیان می‌شود و مقادیر کاملاً مثبتی می‌گیرد. در عبارت ریسک نامطلوب، $\tau_{dr}<\infty$ به ریسک‌گریزی اشاره دارد، درحالی که $\tau_{dr}\to\infty$ خنثی بودن نسبت به ریسک را نشان می‌دهد. در عبارت پتانسیل مطلوب، $\tau_{up}<\infty$ دلالت بر انتظار از بازده بالا دارد، در حالی که $\tau_{up}\to\infty$ نشانگر بی‌تفاوت بودن یا خنثی بودن نسبت به پتانسیل مطلوب است. این عبارات همچنین می‌توانند با استفاده از ضرائب گریز یا انتظار، نشان داده شوند که از طریق معادله‌ی $C=1/\tau$ به‌دست می‌آید.

مقادیر τ_{dr} و τ_{up} باید مثبت تعریف شوند، به این معنی که تصمیم‌گیرندگان نسبت به عدم قطعیت

1. LowerS Deviation
2. Upper Semi Deviation
3. Aversion Coefficient to Downside Risk
4. Expectation Coefficient to Upside Potential
5. Tolerance (or Indifference) Level to Downside Risk
6. Tolerance (or Indifference) Level to Upside Potentia

در زیـان گریـزان هسـتند و انتظـار عـدم قطعیـت در سـود را دارنـد. بـرای کاسـتن از ذهنـی بـودن تعریـف سـطوح تلرانـس، ایـن دو مقـدار را بـه صـورت ضریبـی از مقـدار نمونـه تجربـی B تعریـف می‌کننـد (معادله‌هـای ۱۰ و ۱۱).

$$\tau_{dr} = \alpha_{dr} B \quad (۱۰)$$

$$\tau_{up} = \alpha_{up} B \quad (۱۱)$$

بازنویسـی معادلـه ۹ بـرای RF و NPV بـه صـورت زیـر اسـت:

$$\varepsilon(NPV) = E(NPV) - \frac{S_{B-}^2}{\tau_{dr}} + \frac{S_{B+}^2}{\tau_{up}} \quad (۱۲)$$

$$\varepsilon(RF) = E(RF) - \frac{S_{B-}^2}{\tau_{dr}} + \frac{S_{B+}^2}{\tau_{up}} \quad (۱۳)$$

تصمیم‌گیری بر اساس چند تابع هدف

در ایـن رویکـرد کـه مبتنـی بـر تئـوری چندمعیـاره مطلوبیـت [1] اسـت، تصمیم‌گیرنـده بـر اسـاس ترجیحـات خـود، یـک تابـع مطلوبیـت چندهدفـه را بـرای ترکیـب توابـع هـدف می‌سـازد.باید در نظـر داشـت کـه تمـام مقادیـر X (بـرای هـر دو تابع NPV و RF) قبل از محاسـبه مطلوبیـت کل بایـد نرمالایـز شـوند و مجـدداً ارزش NPV و ارزش RF بـه ترتیـب بـا داده‌هـای NPV نرمالایـز شـده و RF نرمالایـز شـده محاسـبه گـردد ($(\varepsilon(X)_{norm}$) و درنهایـت طبـق معادلـه ۱۴ و بـه کمـک ایـن دو مقـدار، مطلوبیـت کل هـر سـناریو محاسـبه گـردد. تصمیـم گیرنـده سـناریو تولیـد را انتخـاب مـی کنـد کـه مطلوبیـت کل را بـه حداکثـر برسـاند.

$$u(NPV, RF) = k \times \varepsilon(NPV)_{norm} + (1-k) \times \varepsilon(RF)_{norm} \quad (۱۴)$$

مقـدار K عـددی بیـن صفـر و یـک اسـت کـه اولویـت تصمیـم گیرنـده نسـبت بـه ایـن توابـع هـدف را مشـخص می‌سـازد. بـرای تصمیم‌گیرنـده‌ای کـه اولویـت یکسـانی نسـبت بـه هـر دو تابـع هـدف دارد، مقـدار K برابـر بـا ۰/۵ اسـت . بـرای بررسـی تاثیـر ایـن پارامتـر K بـر انتخـاب سـناریو هـا بـا ایـن تابـع مطلوبیـت، می‌تـوان روی مقـدار آن تحلیـل حساسـیت انجـام داد.

بحث و نتایج

در ایـن مقالـه، پـس از تعریـف سـناریوهای تولیـدی مخـزن، روی هـر کـدام یـک تحلیـل حساسـیت بـرای بررسـی مهمتریـن پارامترهـای مؤثـر بـر تولیـد نفـت انجـام شـد. سـپس بـا اسـتفاده از روش سـطح پاسـخ و شبیه‌سـازی مونـت کارلـو ، آنالیـز عـدم قطعیـت روی سـناریوهای تولیـدی انجـام شـد. در نهایـت بـا اسـتفاده از معیارهـای تابـع خطـا و مطلوبیـت کل، بهترین سـناریو تحـت عـدم قطعیـت انتخـاب شـد. نتایـج به‌دسـت آمـده در چهـار بخـش زیـر ارائـه می‌شـود:

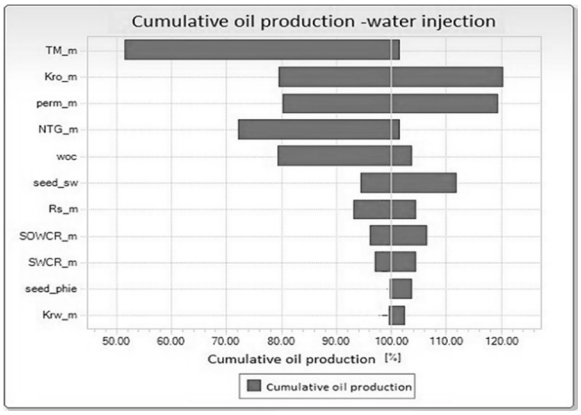
نتایج تحلیل حساسیت

نمودارهـای تورنـادو حاصـل از آنالیـز حساسـیت پارامترهـای مخـزن بـر مقـدار تولیـد نفـت تجمعـی بـرای سـناریوهای تولیـدی در شـکل‌های ۵ تـا ۷ آمـده اسـت .محـور عمـودی ایـن نمودارهـای تورنـادو، پارامترهـای مخـزن اسـت کـه بـا علائـم اختصـاری نشـان داده شـده اسـت. توضیـح ایـن علائـم اختصـاری در بخـش علائـم و نشـانه‌ها آورده شـده اسـت. محـور افقـی ایـن نمودارهـا میـزان تغییـر نفـت تجمعـی بـا تغییـر پارامترهـای مخـزن در تحلیـل حساسـیت اسـت. مطابـق ایـن نمودارهـا بـرای هـر سـه سـناریو، مقادیـر تراوایـی مطلـق ، ضریـب گذردهـی سـیال، سـطح تمـاس آب و نفـت و تراوایـی نسـبی نفـت و NTG بیشـترین تاثیـر را بـر تولیـد تجمعـی نفـت دارنـد. ایـن چهـار پارامتـر، بـه عنـوان مهمتریـن پارامترهـای مؤثـر بـر تولیـد شناسـایی شـدند و مـدل پروکسـی سـطح پاسـخ بـرای ارزیابـی عـدم قطعیـت در تمـام سـناریوهای تولیـدی، بـر اسـاس ایـن چهـار پارامتـر سـاخته شـد.

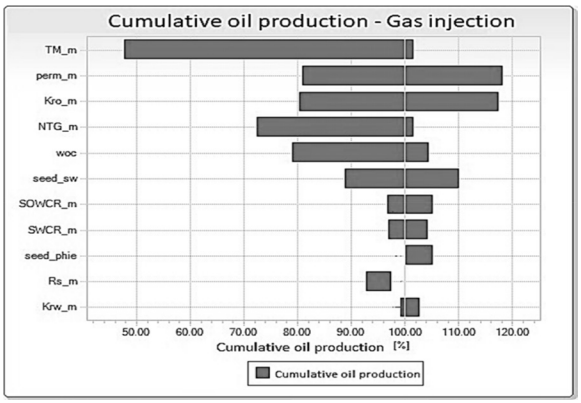
نتایـج عـدم قطعیـت بـا روش پروکسـی سـطح پاسـخ و شبیه‌سـازی مونـت کارلـو

بـرای هـر سـه سـناریو تولیـدی، آنالیـز عـدم قطعیـت بـا روش سـطح پاسـخ و شـبیه سـازی مونـت کارلـو انجـام شـد . نتایـج مدل‌هـای پروکسـی سـطح پاسـخ سـاخته شـده بـرای سـناریوهای تولیـدی در پیوسـت ۱ آورده شـده اسـت.

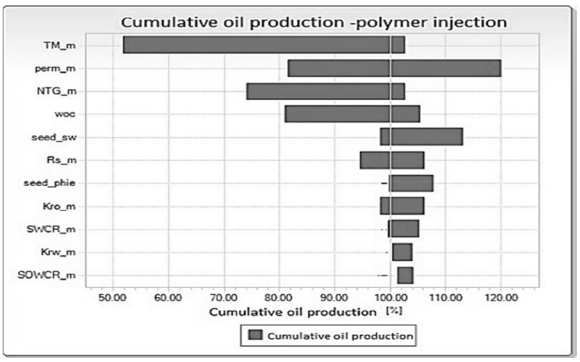
1. Multi Attribute Utility Theory(MULT)



شکل ۵ نمودار تورنادو برای سناریو تزریق آب



شکل ۶ نمودار تورنادو برای سناریو تزریق گاز



شکل ۷ نمودار تورنادو برای سناریو تزریق پلیمر

در این نمودارها، مقادیر فشار، دبی تولیدی، ضریب بازیافت و درصد برش آب مخزن برای مقدار محتمل (P50) پروکسی سطح پاسخ ساخته شده در مقایسه با همان مقدار در شبیه‌سازی برای هر سه سناریو تولیدی نشان داده شده است. نزدیک بودن نتایج شبیه‌سازی و پروکسی سطح پاسخ نشان می‌دهد که پروکسی ساخته شده برای این سناریوها معتبر است.

مقادیر ثابت [1] در این پروکسی‌های پاسخ سطح (مطابق حالت کلی معادله پروکسی پاسخ سطح در معادله) شامل ضرایب ثابت خطی، ضرایب ثابت دوخطی و ضرایب ثابت مرتبه دو در جدول های ۶ تا ۸ برای سناریوهای تولیدی آورده شده است. همچنین برای مقایسه اینکه کدام یک از ضرائب ثابت پروکسی‌ها، بیشترین تأثیر را در مقدار نهایی پروکسی دارد، مقادیر این ثابت‌ها در هر پروکسی سطح پاسخ در شکل ۸ نشان داده شده است. همان‌طور که در این شکل مشخص است، در همه این پروکسی‌های پاسخ سطح، ضریب ثابت خطی برای پارامترهای «تراوایی مخزن» (مشخص شده با ردیف شماره ۲ در شکل ۸) و «ضریب گذردهی سیال» (مشخص شده با ردیف شماره ۳ در شکل ۸) بیشترین تاثیر را در مقدار نهایی پروکسی سطح پاسخ ضریب بازده برای هر سه سناریوی تولیدی دارند. لازم به ذکر است که این ضرایب ، مربوط به فرم کلی پروکسی سطح پاسخ بوده و خروجی نرم افزار پترل هستند و علت شبیه بودن ضرایب ثابت برای هر سه سناریو، مربوط به ماهیت این پارامترهاست که نشان می‌دهد ترتیب تاثیر آنها بر میزان تولید نفت، به نوع سناریوی تولیدی بستگی ندارد. همچنین با توجه به اینکه مقدار ضریب بازیافت مورد پایه ای سناریوی پلیمر بیشتر از دو سناریو دیگر است، مقدار این دو ضریب ثابت برای پلیمر، بیشتر از مقادیر متناظر در دو سناریوی دیگر است.

نتایج تصمیم‌گیری برای انتخاب بهترین سناریو

برای انتخاب بهترین سناریو تحت عدم قطعیت از دو روش معیار تابع زیان و ابزار مطلوبیت کل استفاده شده است. معیار تابع زیان ابزار خوبی برای تعیین «بهترین تخمین» هر سناریو تحت عدم قطعیت از طریق انتخاب نوع تابع زیان است.

1. Coefficient Value

پژوهش نفت شماره ۱۱۷، خرداد و تیر ۱۴۰۰، صفحه ۹۵-۷۸

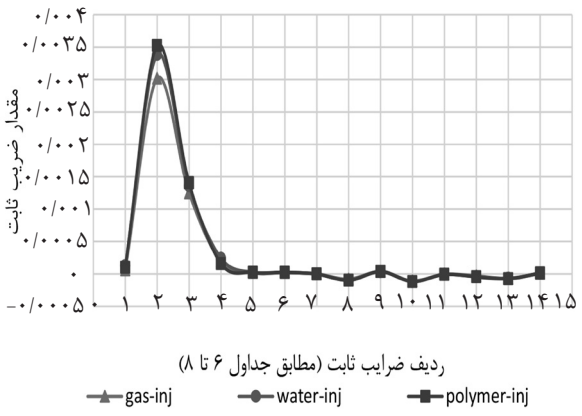
جدول ۶ مقادیر ثابت معادله پروکسی پاسخ سطح برای تزریق گاز

ردیف	نوع ضریب ثابت	مقدار ضریب ثابت(گاز)
۱	$woc	6.27719E-05
۲	$ perm	0.003016947
۳	$ TM	0.001248758
۴	$ NTG	0.000193886
۵	$woc * $ perm	2.308E-05
۶	$woc * $ TM	2.28879E-05
۷	$woc * $NTG	-8.16759E-07
۸	$ perm * $ TM	-8.21653E-05
۹	$ perm * $ NTG	3.78723E-05
۱۰	$ TM * $ NTG	-0.000108778
۱۱	woc^2$	-6.92923E-06
۱۲	perm^2 $	-3.04251E-05
۱۳	TM^2 $	-7.23081E-05
۱۴	NTG^2 $	6.56108E-06
	Constant	0.088755602

ردیف	نوع ضریب ثابت	مقدار ضریب ثابت (آب)
۱	$woc	0.000127037
۲	$ perm	0.003383856
۳	$ TM	0.001356943
۴	$ NTG	0.000242795
۵	$woc * $ perm	2.1704E-05
۶	$woc * $ TM	2.26118E-05
۷	$woc * $NTG	-2.4961E-06
۸	$ perm * $ TM	-9.94219E-05
۹	$ perm * $ NTG	3.51869E-05
۱۰	$ TM * $ NTG	-0.000117084
۱۱	$woc^2	-7.54484E-06
۱۲	$ perm^2	-4.26281E-05
۱۳	$ TM^2	-6.73103E-05
۱۴	$ NTG^2	9.38841E-06
	Constant	0.08339026

جدول ۸ مقادیر ثابت معادله پروکسی پاسخ سطح برای سناریو تزریق پلیمر

ردیف	نوع ضریب ثابت	مقدار ضریب ثابت (پلیمر)
۱	$woc	0.000101
۲	$ perm	0.003525
۳	$ TM	0.001407
۴	$ NTG	0.000158
۵	$woc * $ perm	2.31E-05
۶	$woc * $ TM	2.42E-05
۷	$woc * $NTG	-1.4E-06
۸	$ perm * $ TM	-9.8E-05
۹	$ perm * $ NTG	3.59E-05
۱۰	$ TM * $ NTG	-0.00012
۱۱	$woc^2	-7.6E-06
۱۲	$ perm^2	-4.6E-05
۱۳	$ TM^2	-7.5E-05
۱۴	$ NTG^2	1.41E-05
	Constant	0.090513



شکل ۸ مقدار ضرایب ثابت در معادله پروکسی برای سناریوهای مختلف

ابزار مطلوبیت کل نیز این امکان را به تصمیم‌گیرنده میدهد که با انتخاب یک نمونه تجربی B، پراکندگی داده‌های دو طرف آن را به صورت مجزا به کمک پارامترهای نیمه انحراف معیار بدست آورد و بهترین سناریو تحت عدم قطعیت را بر اساس مطلوبیت کل هر سناریو انتخاب کند.

بر اساس تابع زیان

در این روش از هر سه تابع زیان میانگین مربعات خطا (MSE)، میانگین قدر مطلق خطا (MAE) و تابع زیان چندکی برای تعیین بهترین سناریو تحت عدم قطعیت استفاده شده که مقادیر «بهترین تخمین» NPV در جدول ۹ به صورت خلاصه آورده شده است. در شکل ۹ نیز این مقادیر به صورت شماتیک، برای توابع زیان مختلف مقایسه شده است.

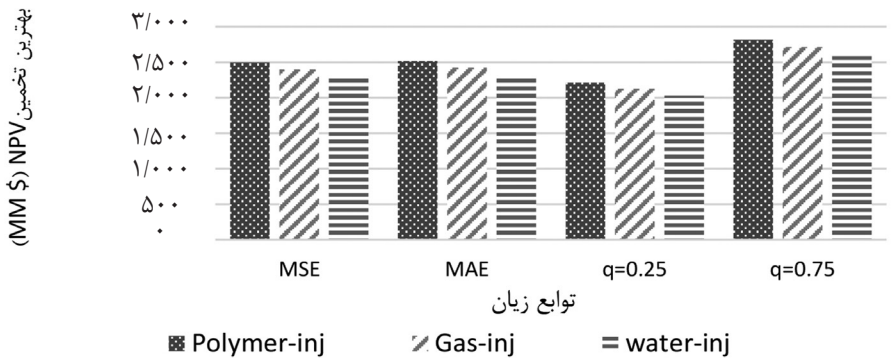
تابع زیان مربع خطا، مقادیر «بهترین تخمین» NPV کمتری نسبت به تابع زیان قدر مطلق خطا به هر سناریوی تولیدی نسبت می‌دهد. همچنین مزیت تابع انحراف چندکی این است که این اختیار را به تصمیم‌گیرنده می‌دهد تا بر اساس میزان ریسک‌پذیری خود، با انتخاب پارامترهای ثابت تابع زیان چندکی (پارامترهای ω_1 و ω_2 و نهایتاً محاسبه p) ، «بهترین تخمین» را به هر سناریو نسبت دهد مثلاً در حالتی که p=0.25 (پارامتر p طبق معادله ۶ تعیین می‌شود) است، تصمیم‌گیرنده، «بهترین تخمین» هر سناریو را بر اساس چارک اول داده‌های NPV تعیین می‌کند که یک تخمین رو به پایین است و نشان‌دهنده ریسک‌پذیری کمتر تصمیم‌گیرنده است ولی در حالتی که p=0.75 است، تصمیم‌گیرنده «بهترین تخمین» هر سناریو را بر اساس چارک سوم داده‌های NPV تعیین می‌کند که یک تخمین رو به بالا است و نشان دهنده ریسک‌پذیری بیشتر تصمیم‌گیرنده است.

بر اساس مطلوبیت کل

برای محاسبات این مرحله، از مقادیر NPV و RF مربوط به موارد ارزیابی (که در واقع تحقق‌های هر سناریو محسوب می‌شوند) که از طریق پروکسی سطح پاسخ برای هر کدام از سناریوهای تولیدی ساخته شده، استفاده می‌کنیم. بدین ترتیب که ابتدا در یک چارچوب تصمیم‌گیری تک هدفه، مقادیر ارزش انتظاری، ریسک نامطلوب، پتانسیل مطلوب و درنهایت، ارزش هر سناریو تولیدی را به طور جداگانه بر اساس RF و NPV به‌دست می‌آوریم و بهترین سناریو تحت عدم قطعیت را به طور جداگانه بر اساس هر کدام از این توابع هدف انتخاب می‌کنیم.

جدول ۹ مقادیر بهترین تخمین NPV به ازای توابع زیان مختلف در هر سناریو

سناریو / تابع زیان	تزریق آب	تزریق امتزاجی گاز	تزریق پلیمر
تابع زیان مربع خطا	۲۲۹۵	۲۳۹۸	۲۴۹۵
تابع زیان قدرمطلق خطا	۲۳۱۳	۲۴۲۰	۲۵۱۷
تابع زیان چندکی (p=0.25)	۲۰۳۰	۲۱۲۶	۲۲۱۱
تابع زیان چندکی (p=0.75)	۲۵۹۶	۲۷۱۲	۲۸۱۶



شکل ۹ مقایسه مقادیر بهترین تخمین NPV سناریوهای تولیدی با توابع زیان مختلف

سپس در مرحله بعد با در نظر گرفتن یک تابع مطلوبیت چند معیاره (معادله ۱۴) به صورت تابعی از RF و NPV و در نظر گرفتن مقدار ۰/۵ برای پارامتر k (یعنی نسبت به هر دو تابع هدف NPV و RF اولویت یکسانی داریم)، بهترین سناریو تحت عدم قطعیت را بر اساس مطلوبیت کل انتخاب می‌کنیم. نتایج تصمیم‌گیری یک هدفه (محاسبات بر روی NPV و RF سناریوها) و چندهدفه (بر اساس مطلوبیت کل) در جداول ۱۰ تا ۱۲ آورده شده است. در چارچوب تک معیاره، در تصمیم‌گیری بر اساس ارزش اقتصادی سناریوها، مطابق جدول ۱۰، ارزش NPV (یعنی پارامتر ε(NPV)) سناریوی پلیمر بیشتر از دو سناریوی دیگر بوده و به عنوان بهترین سناریو تحت عدم قطعیت بر اساس ارزش اقتصادی انتخاب می‌شود. همچنین در چارچوب تک‌معیاره، در تصمیم‌گیری بر اساس ارزش ضریب بازیافت سناریوها، مطابق جدول ۱۱، ارزش RF (یعنی پارامتر ε(RF)) سناریوی پلیمر بیشتر از دو سناریوی دیگر بوده و به عنوان بهترین سناریو تحت عدم قطعیت بر اساس ارزش ضریب بازیافت انتخاب می‌شود.

در چارچوب چندمعیاره، در تصمیم‌گیری بر اساس مطلوبیت کل سناریوها، مطابق جدول ۱۲، سناریوی پلیمر ، دارای بیشترین مقدار مطلوبیت کل (یعنی پارامتر u(RF,NPV)) نسبت به دو سناریوی دیگر است و بنابراین به عنوان بهترین سناریو تحت عدم قطعیت بر اساس معیار مطلوبیت کل انتخاب می‌گردد.

هم در حالت تابع یک‌هدفه (ارزش سناریو تولیدی بر اساس بازده اقتصادی و ضریب بازیافت) و هم بر اساس تابع مطلوبیت چندهدفه، سناریو پلیمر به عنوان بهترین سناریو بر اساس عدم قطعیت انتخاب می‌شود.

جدول ۱۰ تصمیم‌گیری برای انتخاب سناریوها بر اساس ارزش اقتصادی

پارامتر / سناریو	EMV (MM US$)	Downside risk (MM US$)	Upside potential (MM US$)	ε (NPV) (MM US$)
تزریق پلیمر	۲۵۶۷	۸۱۷	۵۴۵	۲۴۴۸
تزریق آب	۲۳۶۳	۸۵۷	۳۷۸	۲۱۰۳
تزریق گاز	۲۴۶۹	۸۳۸	۴۶۵	۲۲۷۶

جدول ۱۱ تصمیم‌گیری برای انتخاب سناریوها بر اساس ارزش ضریب بازیافت

پارامتر / سناریو	E[RF] (٪)	Downside risk (٪)	Upside potential (٪)	ε (RF) (٪)
تزریق پلیمر	۱۱/۴۰	۲/۱۸	۲/۳۰	۱۰/۲۷
تزریق آب	۱۰/۶۵	۲/۴۳	۱/۷۰	۹/۶۴
تزریق گاز	۱۰/۹۴	۲/۲۴	۱/۸۸	۹/۹۷

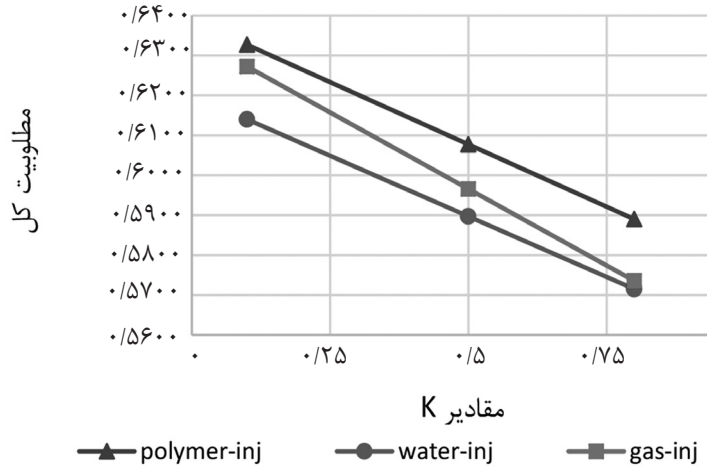
جدول ۱۲ تصمیم‌گیری برای انتخاب سناریوها بر اساس مطلوبیت کل

پارامتر / سناریو	ε (NPV)norm	ε (RF)norm	u(NPV , RF)
تزریق پلیمر	۰۵۷۷	۰۶۳۹	۰۶۰۸
تزریق آب	۰/۵۹۹	۰۶۲۰	/۵۹۰
تزریق گاز	۰/۵۵۸	۰/۶۳۵	۰/۵۹۷

سپس با انجام تحلیل حساسیت روی پارامتر k که در ابتدا ۰/۵ فرض شده بود، تاثیر آن بر مطلوبیت کل سناریوها و نهایتاً انتخاب سناریوها تحت عدم قطعیت بررسی شد. مطابق شکل ۱۰، در مقادیر k بزرگتر از ۰/۵(وقتی که تصمیم‌گیرنده، ترجیح می‌دهد بیشتر از اساس ارزش اقتصادی سناریو یعنی (NPV) ε، اقدام به تصمیم‌گیری در شرایط عدم قطعیت کند) ، اختلاف مقادیر مطلوبیت دو سناریو تزریق گاز و تزریق آب کم می‌شود، همچنین در مقادیر k کمتر از ۰/۵ (وقتی که تصمیم‌گیرنده، ترجیح می‌دهد بیشتر از اساس ارزش بازده سناریو یعنی (RF) ε، اقدام به تصمیم‌گیری در شرایط عدم قطعیت کند)، اختلاف مقادیر مطلوبیت دو سناریو تزریق گاز و تزریق پلیمر کم می‌شود. به هر حال چون تغییر پارامتر k، باعث نمی‌شود که خطوط مطلوبیت کل در شکل ۱۰ همدیگر را قطع کنند و درواقع ترتیب مطلوبیت کل سناریوها را عوض نمی‌کند، بنابراین با انجام تحلیل حساسیت روی پارامتر k در معادله‌ی مطلوبیت کل و تغییر آن، مجدد سناریو تزریق پلیمر به عنوان بهترین سناریو تحت عدم قطعیت انتخاب می‌گردد.

نتایج کیس‌های پایه ای[1] هر سه سناریو

در جدول ۱۳ مقادیر ضریب بازیافت، ارزش خالص فعلی و هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌ای برای هر سه سناریو آورده شده است



شکل ۱۰ تحلیل حساسیت مطلوبیت کل نسبت به k

جدول ۱۳ مقادیر ضریب بازیافت و پارامترهای اقتصادی کیس‌های پایه‌ای سناریوها

سناریو / پارامتر	تزریق آب	تزریق گاز	تزریق پلیمر
ضریب بازیافت (٪)	۱۰/۳۵	۱۰/۶۵	۱۱/۰۸
ارزش خالص فعلی ($MM)	۲۴۳۶	۲۵۴۷	۲۶۴۸
هزینه سرمایه‌ای ($MM)	۱۸۰	۱۸۰	۱۸۰
هزینه عملیاتی ($MM)	۲۷	۳۹	۵۲

1. Base Case

نتیجه‌گیری

مطالعه عدم قطعیت در انتخاب بهینه ازدیاد برداشت بر روی یک میدان ناهمگن عظیم انجام گرفت و نتایج زیر به‌دست آمد:

-مطابق تحلیل حساسیت‌های انجام شده، مشخص شد که پارامترهای تراوایی، گذردهی سیال، سطح تماس نفت و آب و NTG، بیشترین تأثیر را بر تولید نفت دارند.

-مدل پروکسی سطح پاسخ با شبیه‌سازی مونت کارلو، روش مطلوبی برای ارزیابی عدم قطعیت است و امکان ساخت تعداد زیادی تحقق از طریق موارد ارزیابی را می‌دهد.

-انتخاب نوع تابع زیان، بر مقادیر «بهترین تخمین» سناریو و تصمیم‌گیری برای انتخاب سناریوها تحت عدم قطعیت (از طریق تغییر مقدار «بهترین تخمین» هر سناریو) تأثیر زیادی دارد.

-در تصمیم‌گیری انتخاب سناریوها تحت عدم قطعیت ، پارامتر نیمه انحراف معیار، پراکندکی ریسک نامطلوب و پتانسیل مطلوب سناریوهای تولیدی را از هم متمایز میکند و نسبت به انحراف معیار کل داده‌ها ارجحیت دارد .

علائم و نشانه‌ها

TM_m: ضریب "ضریب گذردهی سیال"

$Perm_m$: ضریب "تراوایی"

Kro_m: ضریب "تراوایی نسبی نفت"

Krw_m: ضریب "تراوایی نسبی آب"

woc: سطح تماس نفت و آب

NTG_m: ضریب "net to gross"

$Seed_{sw}$: مقدار seed واریوگرام "اشباع آب"

$Seed_{phie}$: مقدار seed واریوگرام "تخلخل"

$SOWCR_m$: ضریب "اشباع نفت باقی مانده"

$SWCR_m$: ضریب "اشباع بحرانی آب"

Rs_m: ضریب "نسبت گاز محلول به نفت"

PDF: تابع چگالی احتمال

CDF: تابع توزیع تجمعی

MSE: میانگین مربعات خطا

LHS: نمونه گیر لاتین هایپرکیوب

ANOVA: آنالیز واریانس

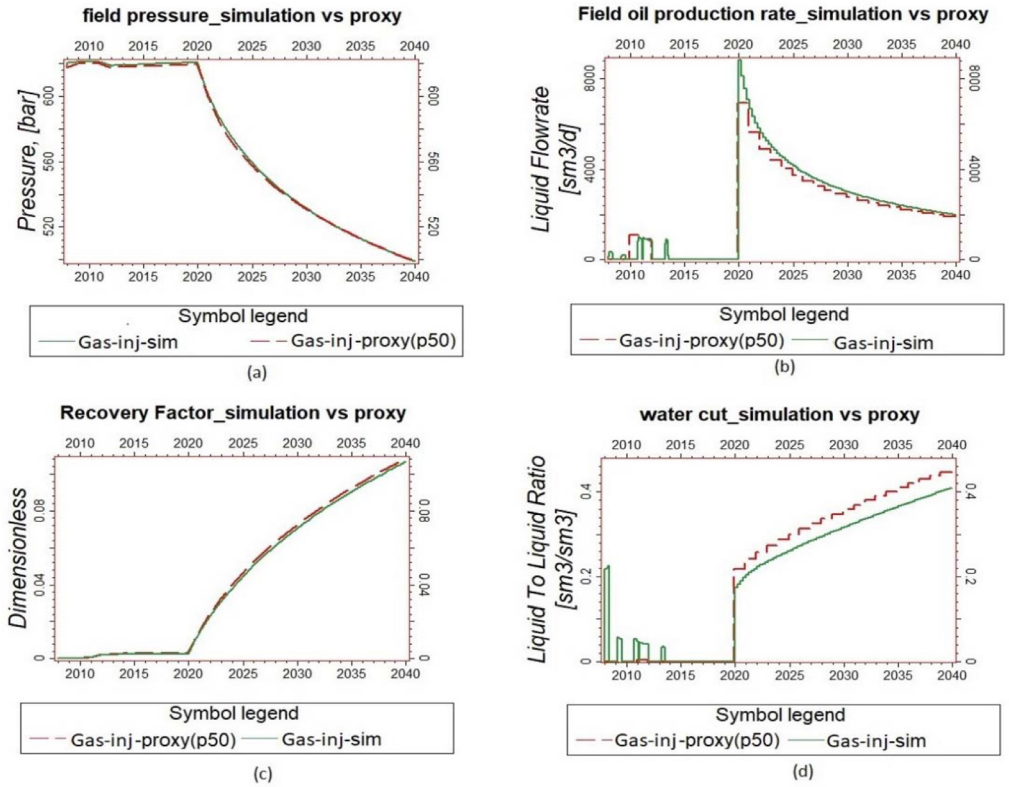
RSM: روش پاسخ سطح

EV: ارزش انتظاری

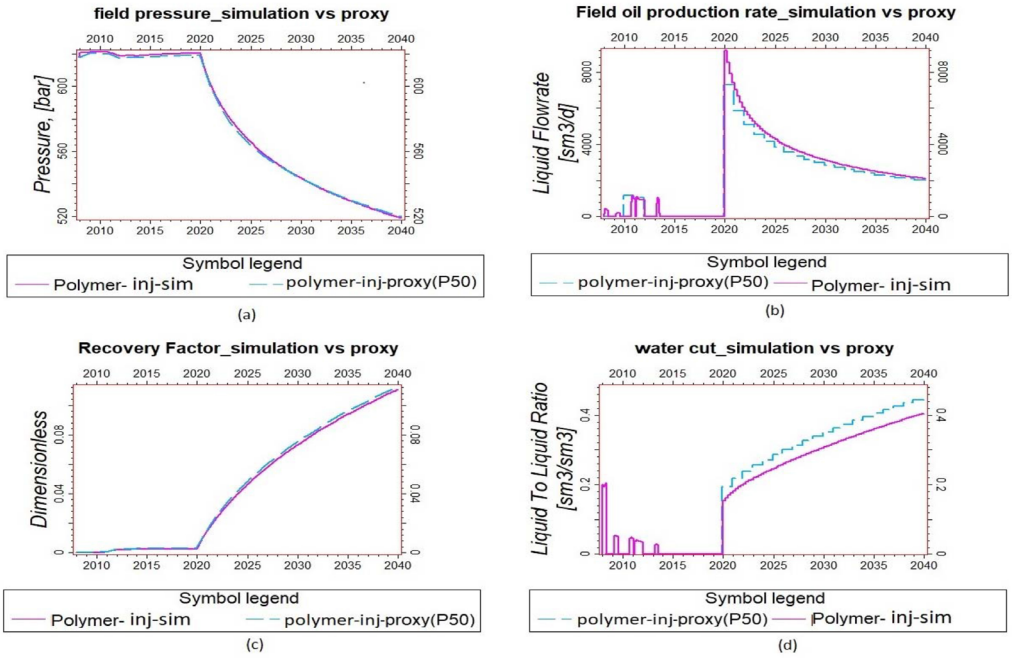
مراجع

[1]. Supriyadi R A, Analysis U, Stage C, Project P, Carlo M (2013) On the use of risk and uncertainty analysis in conceptual stage of petroleum project, University of Stavanger, Norway.
[2]. Sergio P, Cruz da (2000) Reservoir management decision-making in the presence of geological uncertainty, Stanford University.
[3]. Zhang G (2003) Estimating uncertainties in integrated reservoir studies, Texas A&M University, 1, 147–173.
[4]. Polizel G A, Avansi G D, Schiozer D J (2017) Use of proxy models in risk analysis of petroleum fields, in SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, 510–528.
[5]. Santos S M G, Botechia V E, Schiozer D J, Gaspar A T F S (2017) Expected value, downside risk and upside potential as decision criteria in production strategy selection for petroleum field development, Journal of Petroleum Science and Engineering, 157: 81–93.
[6]. Schiozer D J, de S. dos Santos A A, de Graça Santos S M, von Hohendorff Filho J C (2019) Model-based decision analysis applied to petroleum field development and management, Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles, 74: 46.
[7]. Schiozer D J, Santos A A S, Drumond P S (2015) Integrated model based decision analysis in twelve steps applied to petroleum fields development and management, in EUROPEC, 524–536.
[8]. Lee K, Lim J, Ahn S, Kim J (2018) Feature extraction using a deep learning algorithm for uncertainty quantification of channelized reservoirs, Journal of Petroleum Science and Engineering, 171: 1007-1022 .
[9]. Stamm F A, de la Varga M, Wellmann F, Antonio Stamm F, de la Varga M, Wellmann F (2019) Actors, actions, and uncertainties: optimizing decision-making based on 3-D structural geological models, Solid Earth, 10: 6.
[10]. Monfaredi K, Emami Niri M, Sedaee B (2020) Improving forecast uncertainty quantification by

incorporating production history and using a modified ranking method of geostatistical realizations, Journal of Energy Resources Technology, 142, 9: 1–11.
[11]. Hashemi S M H, Monfaredi K, Sedaee B, An inclusive consistency check procedure for quality control methods of the black oil laboratory data, Journal of Energy Resources Technology, 142: 9.



نمودار ۱ نتایج مدل پروکسی سطح پاسخ برای سناریو تزریق آب



نمودار ۲ نتایج مدل پروکسی سطح پاسخ برای سناریو تزریق گاز

Petroleum Research
Petroleum Research, 2021(June-July), Vol. 31, No. 117, 1-3, 18-19
DOI: 10.22078/pr.2021.4350.2971

Selection of The Best Eor Method Under Uncertainty with Probabilistic Response Surface Model And Quantitative Decision Criteria For One Of Iran'S Giant Heterogeneous Reservoir

Mohammadreza mahaseni[1], Behnam Sedaee[2*]

1. Department of Economics and Energy Management, Tehran Faculty of Petroleum, Petroleum University of Technology, Tehran, Iran
2. Institute of Petroleum Engineering, Chemical Engineering Department, College of Engineering, University of Tehran, Iran

sedaee@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2021.4350.2971

Received: November/23/2020 Accepted: February/13/2020

Introduction

The risk and uncertainties at the early stage of the upstream oil and gas projects are high because of many uncertain parameters and lack of data. The calculation of quantities such as oil in place, recovery factor, and the net present value of production scenarios require uncertainty analysis [1-3]. These risks and their mitigations over the field life cycle, increasing operating costs [1-3]. Therefore, quantifying risk and uncertainty in the early phase of the projects is essential to obtain accurate and adequate information for decision-making that can be achieved by developing the conceptual basis, methodology, procedures, and practical basis for project risk and uncertainty study [4-5].

Methods

In this paper, after designing production scenarios, a sensitivity analysis was performed on selected parameters to find the most influencing parameters on oil production and recovery. Afterwards, response surface methodology and Monte Carlo simulation were used to simulate and analyses the uncertainties in a giant heterogeneous undeveloped oil reservoir and its effect on the selection of the Best EOR scenario were investigated. We applied some quantitative decision-making criteria such as global utility and loss function to select the best scenario under these high uncertainties.

In the first decision-making criterion (loss function), three common loss functions used to determine the “best estimate” of all scenarios. For each scenario, the “best estimate” value of its NPV distribution is calculated with considering each three types of loss function that used in this study. The scenario with the highest "best estimate" value is proposed as the best production scenario under uncertainty.

In the second decision-making criteria (Global utility), NPV and RF values of the evaluation cases which are considered as the realizations of each scenario and generated through the response surface model are used to calculate expected value, downside risk and upside potential of each objective function distribution.

in a single-attribute decision-making framework, the expected value, downside risk and upside potential of results, and finally the value of each production scenario separately based on RF and NPV is calculated and the best scenario under uncertainty is selected

based on each of these objective functions. Then, in the next step, a multi-attribute utility function is considered as a function of RF and NPV to select the optimal scenario under uncertainty based on global utility.

Results and Discussion

Sensitivity analysis of reservoir parameters on cumulative oil production is performed for all scenarios. According to the results of sensitivity analysis for all three EOR scenarios, permeability, transmissibility multiplier, water-oil contact and Net/Gross (NTG) have the most effects on oil production and reservoir performance.

For all three scenarios, uncertainty analysis with response surface modeling and Monte Carlo simulation (applied as a probabilistic sampler of uncertain parameters) were investigated.

With first decision making criteria (loss function), three loss function includes MSE, MAE and quantile loss are applied to find the best estimate of each production scenario. In all loss function, Polymer Injection has the most "Best estimate" value. With second decision making criteria (Global utility), polymer incection has the Most Global utility among three scenarios.

Conclusions

The results show that parameters such as permeability, transmissibility multiplier, water-oil contact, and net to gross have the greatest impact on EOR phase reservoir oil production. The type of loss function affects the "best estimate" value of each scenario. The Global utility function is also a good way to rank production scenarios and decide to select the best scenario under uncertain. Based on two decision making criteria, Polymer injection is selected as the optimal scenario under uncertainty.

Nomenclatures

PDF: Probability Distribution Function
CDF: Cumulative Distribution Function
MAE: Mean Absolute Error
MSE: Mean Square Error
LHS: Latin Hyperbolic Sampling
ANOVA: Analysis of Variance
RSM: Response Surface Model
EV: Expected Value

References

1. P. Sergio da Cruz (2000) Reservoir management decision-making in the presence of geological uncertainty, 1st Edition, Stanford University, 1-183.
2. S. M. G. Santos, Botechia V E, Schiozer D J, Gaspar A T F S (2017) Expected value, downside risk and upside potential as decision criteria in production strategy selection for petroleum field development, Journal of Petroleum Science and Engineering, 157: 81–93.
3. Schiozer D J, de S. dos Santos A A, S. M. de Graça Santos, and J. C. von Hohendorff Filho (2019) Model-based decision analysis applied to petroleum field development and management, Oil and Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies Nouvelles, 74: 46.
4. Schiozer D J, Santos A A S, Drumond P S, (2015) Integrated model based decision analysis in twelve steps applied to petroleum fields development and management, in Europec 2015, 524–536.
5. Stamm F A, de la Varga M, Wellmann F, Antonio Stamm F, de la Varga M, Wellmann F (2019) Actors, actions, and uncertainties: optimizing decision-making based on 3-D structural geological models., Solid Earth, 10, 6: 2015–2043.