

# ارزیابی کیفی و کمی عدم قطعیت ذخایر در مخازن هیدروکربوری؛ مطالعه موردی یک میدان نفتی

اسعد عبدالله زاده<sup>۱</sup>

چکیده

در این مقاله پس از مقدمه‌ای بر مطالعات عدم قطعیت، روش تخمین کیفی و کمی عدم قطعیت در ذخایر قابل استحصال مخازن هیدروکربوری به صورت فرآیندی متشکل از پنج مرحله اساسی: (ا) انتخاب بهترین مدل مخزن، (ب) تعریف پارامترهای عدم قطعیت، (ج) طراحی آزمایش‌ها، (د) اجرای آزمایش‌ها با نرم افزار شبیه‌ساز، (ه) تحلیل نتایج و به دست آوردن تابع توزیع پارامتر جواب معرفی شده است. در مطالعه موردی ابتدا بهترین مدل مخزن موجود و نیز مهم‌ترین پارامترهای عدم قطعیت شناسایی و انتخاب شدند؛ سپس با ترکیبی از روش‌های مختلف آماری همچون طراحی آزمایش، روش سطح جواب و روش نمونه‌گیری مونت کارلو به صورت یک فرآیند یکپارچه، ابتدا تخمین کیفی از میزان تاثیر هر یک از پارامترهای عدم قطعیت روی ذخایر قابل استحصال به عنوان پارامتر جواب انجام گرفت و نهایتاً ارزیابی کمی عدم قطعیت در مقدار ذخیره از روی پارامترهای عدم قطعیت انجام یافت.

کلمات کلیدی

مطالعه مخزن هیدروکربوری، عدم قطعیت، ذخیره قابل استحصال

## *The Quantification and Evaluation of Uncertainty in Reserves; Case Study in an Oil Field*

A. Abdollahzadeh

### ABSTRACT

In this paper after an introduction to the Uncertainty Studies, a methodology for estimating quality and quantity of the reservoir uncertainties is introduced in five stage: 1) choose or prepare best reservoir dynamic and static model 2) define uncertainty parameters 3) design the experiments 4) run designed experiments 5) analyze of the results and estimate the distribution of response parameter. In the case study, this integrated methodology, based on some statistical approaches such as Experimental Design, Response Surface Methodology and Monte Carlo Sampling, is applied to the reservoir model and the defined uncertainty parameters. Therefore, impact of each uncertainty on the cumulative oil production as response parameter is obtained and finally, uncertainty in the reserves is estimated based on the stochastic modeling of the uncertain parameters.

### KEYWORDS

Reservoir Study, Uncertainty, Reserve

اتخاذ شود، مطالعات عدم قطعیت<sup>۱</sup> و یا گاهی تحلیل ریسک<sup>۲</sup> انجام می‌شود. در علوم مهندسی پیشرفته‌ای چون مهندسی مخزن و مدلسازی مخازن این مطالعات با

۱- مقدمه

امروزه در بیشتر علوم مهندسی، آنجا که باید تصمیمی

<sup>۱</sup> پژوهنده، پژوهشگاه صنعت نفت؛ تهران، جاده قدیم قم، سه راه خیر آباد، بلوار پژوهشگاه، صندوق پستی: ۴۱۶۲-۱۸۷۴۵، ایمیل:

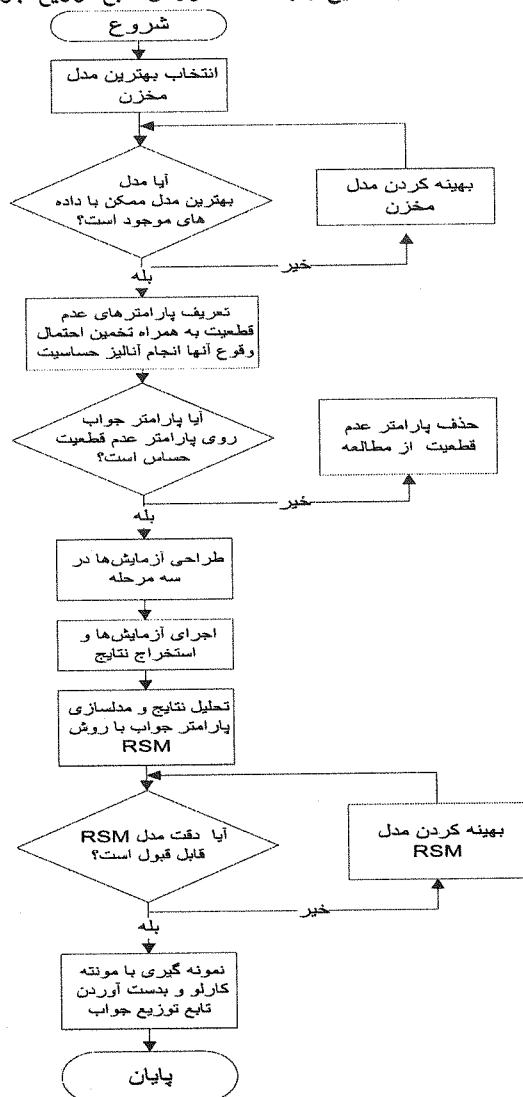
[abdollahzadeha@ripi.ir](mailto:abdollahzadeha@ripi.ir)

دینامیکی از قبیل تراوایی نسبی<sup>۱۱</sup>، خواص سیالات مخزن<sup>۱۲</sup> و غیره.

پارامتر جواب که به وسیله شبیه‌ساز محاسبه می‌شود همان تابع هدف در مطالعات مخازن است. مهم‌ترین پارامترهای جواب میزان بازیافت<sup>۱۳</sup>، تولید نفت تجمعی<sup>۱۴</sup>، درصد برش آب<sup>۱۵</sup>، ضریب گاز به نفت<sup>۱۶</sup> و نفت در جا<sup>۱۷</sup> هستند. در مطالعه حاضر، میزان ذخیره قابل استحصال یا همان تولید نفت تجمعی به عنوان پارامتر جواب انتخاب شده است.

برای انجام هر مطالعه عدم قطعیت مخزن، پنج مرحله زیر به صورت گام به گام لازم است، که به شکل کامل‌تر در فلوچارت شکل (۱) نشان داده شده‌اند.

- انتخاب بهترین مدل مخزن
- تعریف پارامترهای عدم قطعیت
- طراحی آزمایش‌ها
- اجرای آزمایش‌ها با نرم افزار شبیه‌ساز
- تحلیل نتایج و به دست آوردن تابع توزیع جواب



شکل (۱): فلوچارت فرآیند انجام مطالعات عدم قطعیت مخزن

دقت و حساسیت ویژه‌ای انجام می‌گیرد؛ چرا که از یک طرف با علوم زمین و پدیده‌های زیرزمینی سر و کار داریم و از طرف دیگر، ابزار و دستگاه‌هایی که به کار گرفته می‌شوند خود یکی از منابع عدم قطعیت می‌باشند. درچنین شرایطی با وجود عدم قطعیت باید در مورد قبول و یا رد اجرای یک پروژه اکتشاف یا توسعه نفت یا گاز تصمیم گرفت که این کار با انجام مطالعات عدم قطعیت مخزن با دقت و اعتماد بیشتری انجام می‌گیرد.

در سالهای اخیر، با پیشرفت چشمگیری که در علوم و مهندسی کامپیوتر به عنوان ابزار محاسباتی مهندسی مخزن حاصل شده است، امکان شناسایی و پرداخت کمی و کیفی به پدیده عدم قطعیت در مخزن هر چه بیشتر فراهم گردیده است و می‌توان پارامترهای زیادی را در مطالعات مخزن به عنوان پارامتر عدم قطعیت بررسی کرد؛ اما آنچه اهمیت بیشتری دارد، شناخت موثرترین و حساس‌ترین پارامترها به همراه سنجش میزان تاثیر آنها بر میزان تولید است. در ۱۵-۱۰ سال اخیر، مطالعات عدم قطعیت مخزن به عنوان یکی از بخش‌های مهم مطالعات مخازن توسط تیمهای بین رشته‌ای<sup>۲</sup> انجام می‌گیرد. در این مطالعات روش‌های استکاستیک<sup>۴</sup> بر پایه آمار و احتمالات مهم‌ترین ابزار موجود می‌باشند.

هسته اصلی مطالعات مخزن را مدل مخزن تشکیل می‌دهد که با نرم افزار شبیه‌ساز<sup>۵</sup> مخزن از ترکیب و مدلسازی با یک سری پارامترهای استاتیک و دینامیک ایجاد می‌شود. هر چند که سعی می‌شود این پارامترها بیشترین انطباق را با شرایط واقعی مخزن داشته باشد، اما وجود خطا در این تخمین غیر قابل اجتناب است و برای تخمینی که از این پارامترها زده می‌شود تنها می‌توان ادعا داشت که با دانش و اطلاعات موجود، بهترین معرف شرایط مخزن باشد. بنابراین در این فضای نامعین مطالعات مخزن، تنها به این مساله که مدل ساخته شده برای مخزن غیر دقیق است، می‌توان اطمینان داشت.

عدم قطعیت در پیش بینی تولید و برداشت از مخازن نتیجه عدم قطعیت در پارامترهای از قبیل ناهمگنی مخزن و ارتباط بین لایه‌ها، تراوایی مطلق و نسبی، نقص شبیه‌ساز مخزن، عدم صحت و دقت در اندازه گیری پارامترهایی چون مقدار نفت در جا، اشباع از آب اولیه و اشباع از نفت باقیمانده است. در این مقاله به بررسی روش‌های مختلف شناسایی پارامترهای عدم قطعیت و مقایسه میزان تاثیر هر از یک آنها بر پارامتر جواب<sup>۶</sup> می‌پردازیم.

پارامترهای عدم قطعیت<sup>۷</sup> از نظر منشا به دو دسته تقسیم می‌شوند؛ پارامترهای زمین شناسی مثل حجم خلل و فرج<sup>۸</sup>، انتقال پذیری گسل<sup>۹</sup> و غیره؛ پارامترهای مهندسی مخزن و

موجود از پارامترهای استاتیکی و دینامیکی مخزن است. میزان دقت، صحت و معرف شرایط مخزن بودن این مدل بیشترین تاثیر را بر صحت و درستی مطالعات عدم قطعیت دارد.

علاوه بر این مهندس مخزن؛ که مطالعه عدم قطعیت مخزن را انجام می‌دهد؛ باید خود در ساختن این مدل پایه نقش داشته و در صورت تاریخچه داشتن، در مراحل تطابق تاریخچه‌ای<sup>۲۰</sup> کار کرده باشد تا از رفتار استاتیکی و دینامیکی مخزن مورد مطالعه شناخت لازم را کسب کند. این نکته از آن نظر حائز اهمیت است که تمامی ابزار و نرم افزارهای مورد استفاده در مطالعات عدم قطعیت، هر کدام صرفاً وظیفه و عمل خاصی را انجام داده و تحلیل، نتیجه گیری و ارتباط دادن فرآیندهای مختلف تنها با کاربر، مهندس مخزن، انجام پذیر است [۱].

جدیدترین مدل موجود میدان مورد مطالعه به سه سال پیش مربوط بود، بنابراین، قبل از انجام مطالعات عدم قطعیت به روز درآوردن مدل دینامیک مخزن با توجه به داده‌های دو سال اخیر لازم می‌نمود. بدین منظور مدل دینامیک مخزن به روز گردید و با تاریخچه تولید ۲ سال اخیر تطابق داده شد. بهترین مدل ممکن با توجه به اطلاعات موجود ساخته شد و حتی المقدور شناخت لازم از مخزن و خصوصاً پارامترهای مختلف برای شناسایی و انتخاب پارامترهای عدم قطعیت به دست آمد.

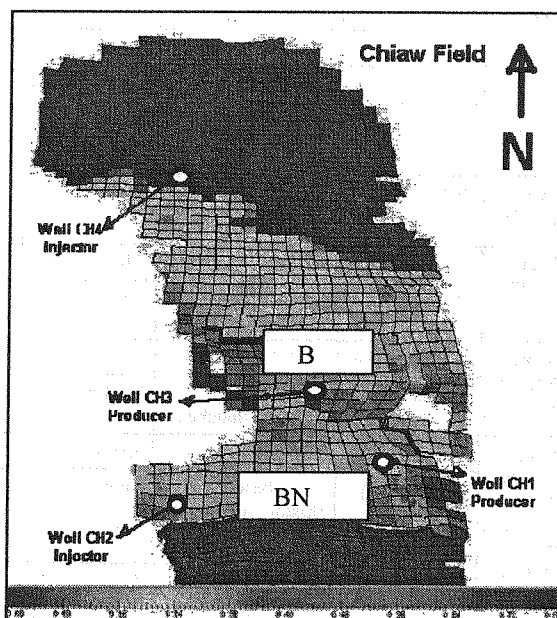
### ۳- شناسایی و تعریف پارامترهای عدم قطعیت

پارامترهای استاتیکی و دینامیکی اولیه مدل پایه انتخاب شده، نتایج کار و مطالعه سایر افراد تیم مطالعات مخازن در واحدهای چون زمین شناسی، ژئوفیزیک، پتروفیزیک و مهندسی مخزن پایه است. با مشورت با افراد تیم می‌توان پارامترهای کاندید برای انجام مطالعه عدم قطعیت را شناسایی اولیه کرد. نهایتاً با شناختی که در نتیجه تطابق تاریخچه‌ای حاصل شد و نیز با اجرای آنالیز حساسیت<sup>۲۱</sup>، اجراهای مدل دینامیکی به وسیله نرم افزار شبیه‌ساز با تغییر هدفمند در پارامترهای استاتیکی و دینامیکی اولیه و مقایسه نتایج آن، مهم‌ترین و حساس‌ترین پارامترهای عدم قطعیت شناسایی می‌شوند.

در میدان چیاو، تعداد ۱۵ پارامتر اولیه شناسایی شد که با انجام آنالیز حساسیت تاثیر، تنها ۹ پارامتر قابل ملاحظه شناخته شدند. این پارامترها به عنوان پارامترهای نهایی و هر کدام همراه با عدم قطعیت خود به مرحله بعد معرفی شدند. عدم قطعیت در حالت ایده آل وجود اطلاعات کافی در صورت وجود مطالعه عدم قطعیت خود پارامتر می‌تواند با تابع توزیع پیوسته آن، مثل یک توزیع مثلثی<sup>۲۲</sup> از مقادیر کوانتایل P10, P50, P90 نشان داده شود، و در صورت عدم وجود اطلاعات کافی با یک

پس از شرح مختصری در مورد میدان نفتی مطالعه شده به بررسی تک تک این مراحل پرداخته و نتایج آنها را روی میدان مورد مطالعه می‌آوریم.

یکی از میادین نفتی واقعی برای مطالعه انتخاب شده است؛ ولی به دلیل محرمانه بودن اطلاعات و میزان ذخایر میادین با تغییر هدفمند بعضی از داده‌های واقعی میدان مورد بحث، میدان نفتی چیاو حاصل شده است تا مطالعه بر آن صورت گیرد. میدان چیاو در سال ۱۹۹۴ به دنبال حفر اولین چاه کشف و اولین نفت میدان در سال ۱۹۹۸ از همان چاه تولید شد. این میدان دارای سنگ مخزن ماسه سنگی با تخلخل بالا، ۲۵-۲۰٪ و نفوذپذیری بالا، ۸۰۰-۲۰۰ mD حاصل از تله های نفتی مرکب چینه‌ای، گسلی و ساختمانی است که میزان نفت در جای آن حدود ۹۰ mmstb برآورد شده است. استراتژی مدیریت مخزن، تولید با فشار طبیعی<sup>۱۷</sup> تا رسیدن به نقطه اشباع<sup>۱۸</sup> و پس از آن تزریق آب برای نگهداری فشار مخزن و نیز برای روبیدن ستون نفتی با آب<sup>۱۹</sup> می باشد. بدین ترتیب، در غرب چاه اول، اولین چاه تزریق آب زده شد و به دنبال آن، دو جفت چاه تولیدی-تزریقی تا سال ۲۰۰۲ حفر گردید. فشار اولیه مخزن ۲۵۲۰ psig، فشار اشباع ۲۹۱۳ psig و درجه API نفت برابر ۲۵ است. در سال ۲۰۰۳ تولید روزانه میدان حدود ۱۲ mstb بوده است (شکل ۲).



شکل (۲): میدان چیاو، نقشه اشباع از نفت اولیه میدان

### ۲- انتخاب بهترین مدل مخزن

نقطه شروع و پایه انجام یک مطالعه عدم قطعیت مخزن، داشتن مدل پایه مخزن است که خود بنا بر تعریف بهترین مدل

انجام تطابق تاریخچه ای در ضریب ۲ ضرب شده بود

- حجم خلل و فرج ناحیه ای در شمال میدان: با توجه به مرحله تطابق تاریخچه ای مدل زمین شناسی در این ناحیه از دقت کافی برخوردار نیست و به حجم خلل و فرج بیشتری نیاز دارد. طی تطابق تاریخچه ای حجم خلل و فرج ناحیه ای مدل اولیه در این ناحیه در ضریب ۱/۵ ضرب شده بود.

- ارتباط زونهای BN و B : بین این دو زون مخزنی یک گسل قرار گرفته است که بنا به مدل تطابق تاریخچه ای شده، این گسل باید به صورت جزئی باز باشد. این عدم قطعیت با معرفی کردن انتقال پذیری گسل در دو سطح معرفی شد. سایر پارامترهای اولیه شناسایی شده؛ که پس از انجام آنالیز حساسیت انتخاب نشدند، عموماً به نوعی در دل پارامترهای بالا قرار دارند، مانند تخلخل، نسبت Net-to-Gross، انتقال پذیری گسل‌های کوچک و غیره.

جدول (۱): تعریف ۹ پارامتر عدم قطعیت نهایی در سه حالت به همراه مقادیر احتمال وقوع آنها

Parameter/ Symbol	Downside (-1)		Base Case (0)		Upside (1)	
	Oil Viscosity (OV)	OV_L	0.1	OV_M	0.5	OV_H
	3.0		1.826 (PVT2)		1.05 (PVT1)	
Irredu. Oil Saturation (SO)	SO_L	0.2	SO_M	0.7	SO_H	0.1
	0.45		0.229		0.16	
Initial Water Saturation (SW)	SW_L	0.2	SW_M	0.6	SW_H	0.2
	0.35		0.26		0.15	
Net Rock Volume (PR)	PR_L	0.3	PR_M	0.4	PR_H	0.3
	Decrease by 15%		rms base model (history_matched)		Increase by 15%	
Pore Volume in North Region (LO)	LO_L	0.4	LO_M	0.5	LO_H	0.1
	rms base model		Multiply by 1.5 (history_matched)		Multiply by 2.0	
Horizontal Permeability (KH)	KH_L	0.3	KH_M	0.4	KH_H	0.3
	Multiply by 0.5		rms base model (history_matched)		Multiply by 2.0	
Vertical Permeability (KV)	KV_L	0.2	KV_M	0.5	KV_H	0.3
	Multiply by 0.1		rms base model (history_matched)		Multiply by 10	
Aquifer Size (AQ)	AQ_L	0.2	AQ_M	0.6	AQ_H	0.2
	Multiply by 0.4		Multiply by 2.0 (history_matched)		Multiply by 10	
B - BC Connection (CO)	CO_L	0.5	CO_M	0.5		
	Open more at East part		Partially open at west part			

فرض قابل قبول می‌تواند به صورت یک توزیع شبه مثلثی گسسته بیان شود که شامل سه حالت پایه<sup>۲۲</sup>، خوشبینانه یا فوقانی<sup>۲۴</sup> و بدبینانه یا تحتانی<sup>۲۵</sup> است و به همراه هرکدام از این مقادیر احتمال وقوع<sup>۲۶</sup> آنها به صورت مقدار اعشاری بین ۰ و ۱ آورده می‌شود که مجموع احتمال وقوع این سه حالت برابر ۱ باشد [۱]. پارامترهای عدم قطعیت مطالعه شده عبارتند از (جدول ۱):

- اشباع از آب اولیه<sup>۲۷</sup>: مقادیر اشباع از آب اولیه از مدل رخساره سنگی<sup>۲۸</sup> حاصل از مطالعه مغزه‌ها<sup>۲۹</sup> و نمودارهای پتروفیزیکی به دست آمده است.
- اشباع از نفت غیر قابل تقلیل<sup>۳۰</sup>: عدم قطعیت در نمودار نفوذپذیری نسبی با تغییر دادن نقاط اشباع پایانی<sup>۳۱</sup> نشان داده شده است. از آنجا که مناسبتی روی نمونه‌های این میدان به طور مناسبتی اندازه گیری نشده‌اند، نمودارها از یکی از میداین مجاور آخذ و براساس نقاط اشباع پایانی میدان چیاو تصحیح شده اند.

- حجم خلل و فرج عمومی: این پارامتر به عنوان عدم قطعیت در مدل زمین شناسی، تفسیر سطوح ژئوفیزیکی و کالبراسیون ژئوفیزیکی و پتروفیزیکی به مدل ارائه شد.

- ویسکوزیته نفت<sup>۳۲</sup>: مقادیر ویسکوزیته حاصل از دو آزمایش سیالات (PVT) موجود از دو چاه به مقدار قابل توجهی متفاوت نشان می دهند؛ ۱/۸۲۶ و ۱/۰۵ سنتی پویز. بنابراین ویسکوزیته نفت به عنوان یک پارامتر عدم قطعیت انتخاب شد.

- نفوذپذیری افقی<sup>۳۳</sup>: مقادیر نفوذپذیری افقی نیز از تعبیر و تفسیر رخساره‌ها و نمودارهای پتروفیزیکی به دست آمده است. مقدار این پارامتر در مدل پایه با اعمال ضریبی در مرحله تطابق تاریخچه ای تنظیم شده بود.

- نفوذپذیری عمودی<sup>۳۴</sup>: نفوذپذیری عمودی نیز حاصل آنالیز مغزه‌ها و تفسیر فاسیس ها و نمودارهاست. نفوذپذیری عمودی هم در تطابق تاریخچه ای تغییر داده شده بود.

- اندازه سفره آب<sup>۳۵</sup>: مدل دینامیک مخزن در شمال میدان در مرحله تطابق تاریخچه ای، به اندازه سفره آب حساس نشان می‌داد. معمولاً سفره‌های آب به دلیل دانش غیر دقیق ما، در ارزیابی اندازه و حجم آنها، یکی از منابع مهم عدم قطعیت در مطالعات مخازن است. اندازه سفره آب برای

## ۴- طراحی آزمایش‌ها

در مدل دینامیکی مخزن، پارامترهای مختلف عدم قطعیت همزمان در میزان و چگونگی رسیدن به پارامتر جواب نقش دارند؛ بنا براین هنگام مطالعه تاثیر این پارامترها بر پارامتر جواب می‌توان در ساده ترین حالت تاثیر تک تک آنها را جداگانه و یا در حالت کامل تر علاوه بر تاثیر تک تک، تاثیر توأم آنها را هم بررسی کرد. پارامترهای عدم قطعیت هر کدام در ۳ سطح پایه (نشان داده شده با ۰)، خوشبینانه (نشان داده شده با ۱) و بدبینانه (نشان داده شده با -۱) در آزمایش‌ها نمایش داده می‌شوند (جدول ۲)؛ بنابراین برای طراحی آزمایش‌ها<sup>۳۶</sup> دو روش زیر به صورت مکمل بکار گرفته شد [۳] و [۴]:

### ۴-۱- یک پارامتر در هر بار اجرا<sup>۳۷</sup>

در این روش کلاسیک در هر بار اجرا یکی از پارامترهای عدم قطعیت را به حالت‌های خوشبینانه یا بدبینانه آن تغییر داده و نتیجه پارامتر جواب را ثبت می‌کنیم. بنا براین برای  $n$  تعداد پارامتر عدم قطعیت و هر کدام در ۳ سطح پایه، خوشبینانه و بدبینانه به تعداد کل  $2n+1$  عدد آزمایش لازم است. به این آزمایش‌ها، آزمایش تاثیر اصلی<sup>۳۸</sup> نیز گفته می‌شود. در مطالعه میدان چپاو به علت دو سطح بودن پایه و بدبینانه پارامتر ارتباط بین زون های BN و B به یک آزمایش کمتر یعنی به  $18 = 1 - (2 \times 9 + 1)$  عدد آزمایش لازم است.

جدول (۲): ماتریس طراحی آزمایش‌ها

	Run No	OV	SO	PR	AQ	SW	LO	KH	KV	CO
Main Effects (One-at-a-Time Design)	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0
	6	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
	7	0	0	0	0	0	0	0	1	0
	8	0	0	0	0	0	0	0	-1	0
	9	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	10	0	0	0	0	0	-1	0	0	0
	11	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	12	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
	13	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	14	-1	0	0	0	0	0	0	0	0
	15	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	16	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
	17	0	0	0	0	1	0	0	0	0
	18	0	0	0	0	-1	0	0	0	0
Screening Design	19	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	0
	20	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	-1
	21	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1
	22	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
	23	-1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1
	24	1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	0
	25	-1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	0
	26	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1
	27	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1
	28	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	0
	29	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	0

	30	1	1	-1	1	-1	1	1	-1	-1
	31	-1	-1	1	1	1	-1	-1	1	0
	32	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1
	33	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1
	34	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Modeling Design	35	0	0	1	1	0	1	0	0	0
	36	0	0	0	1	1	-1	1	-1	0
	37	0	-1	-1	-1	-1	0	-1	1	-1
	38	0	-1	1	1	0	0	-1	-1	-1
	39	0	1	0	1	1	-1	0	0	-1
	40	1	1	-1	-1	-1	1	-1	1	0
	41	1	1	1	-1	0	1	0	0	0
	42	1	-1	0	1	1	-1	-1	-1	0
	43	-1	-1	-1	1	-1	0	0	1	-1
	44	-1	-1	1	-1	0	0	1	1	-1
	45	-1	1	0	1	1	-1	-1	-1	-1
	46	-1	1	-1	1	-1	1	1	0	0

### ۴-۲- طراحی آزمایش<sup>۳۹</sup>

این روش نسبتاً پیچیده خود یک روش آماری چندگانه است که برای طراحی تعداد و خصوصیات آزمایش‌ها به کار می‌رود. در این روش با استفاده از مزایای محاسبات کامپیوتری امروزی می‌توان علاوه بر ارتباط خطی تک تک پارامترها با جواب، تاثیر توأم پارامترهای عدم قطعیت را نیز بر پارامتر جواب و همینطور ارتباط غیر خطی آنها را نشان داد.

برای  $n$  تعداد پارامتر عدم قطعیت و هر کدام در ۳ سطح می‌توان  $3^n$  عدد آزمایش فقط در صورت حساب آوردن کامل اثر متقابل<sup>۴۰</sup> پارامترها روی پارامتر جواب لازم است. در حالی که اثر متقابل دو به دو، سه به سه، چهار به چهار و ... پارامترها با درجات ۲، ۳ و حتی بیشتر این پارامترها روی پارامتر جواب نیز قابل تصور است که همه اینها با هم تعداد بسیار زیادی آزمایش را می‌طلبد که از نظر زمان CPU و اقتصادی به صرفه نیست. ایده اصلی نهفته در روش طراحی آزمایش این است که بیشترین اطلاعات را با کمترین زمان و منابع ممکن؛ یعنی، تعداد اجرای کمتر به دست آوریم.

از میان روش‌های طراحی آزمایش روش دی-بهینه<sup>۴۱</sup> به کار گرفته شد. در این روش با توجه به معیار دی-بهینه ("دی" حرف اول کلمه دترمینان) که معرف مقدار دترمینان ماتریس طراحی آزمایش‌هاست، آزمایش‌ها انتخاب می‌شوند، هرچه مقدار این دترمینان بیشتر باشد میزان وابستگی پارامترها از نظر میزان تاثیر بر جواب کمتر است [۳] و [۴]. این روش را در دو مرحله انجام می‌دهیم:

### ۴-۲-۱- طراحی آزمایش‌های غربال کردن<sup>۴۱</sup>

هدف در این طراحی، پیدا کردن کمترین تعداد آزمایش پارامتر عدم قطعیت در دو سطح خوشبینانه و بدبینانه است تا اثر متقابل پارامترها روی پارامتر جواب تخمین زده شود. در مطالعه میدان چپاو برای ۹ پارامتر در دو سطح، ۱۶ عدد آزمایش فاکتوریل جزئی با دقت<sup>۴۲</sup> با استفاده از نرم افزار

Statistica طراحی شد. جزئی به این معناست که در برگیرنده تمام اثر متقابل پارامترها نیست و دقت آن نشانگر نحوه انتخاب اثرات خطی و اثرات متقابل پارامترهاست. دقت ۳ شامل اثرات خطی پارامترها و نیز اثرات متقابل دو به دو آنهاست [۴].

#### ۴-۲-۲ - طراحی آزمایش‌های مدل کردن ۴۳

هدف در این طراحی، به دست آوردن کمترین تعداد آزمایش‌ها در سطح پایه، خوشبینانه و بدبینانه است تا اثر روابط غیر خطی و درجات چندگانه پارامترها روی پارامتر جواب تخمین زده شود. با روش دی-بینه<sup>۴۴</sup> از نرم افزار Statistica تعداد ۱۲ آزمایش دیگر در سه سطح با توجه به تعداد پارامترها و نتایج آزمایش‌ها تاثیر اصلی و غربال کردن و نیز حذف برخی از ترکیب از نظر فیزیکی ناممکن پارامترها به دست آمد. بدین ترتیب با احتساب آزمایش‌های تاثیر اصلی و غربال کردن تعداد کل  $12+16+18=46$  آزمایش طراحی شد (جدول ۲).

#### ۵- اجرای آزمایش‌ها با نرم افزار شبیه ساز

پس از طراحی آزمایش‌ها باید آنها را به نرم افزار شبیه ساز تحویل داد تا مدل دینامیک مخزن با توجه با داده‌های ورودی هر آزمایش اجرا شود. در میدان چیاو ۴۶ آزمایش طراحی شده به نوبت و با اسامی خاص در نرم افزار شبیه ساز Eclipse-100 وارد شد. از سه عدد PC با CPU برابر ۱/۳ مگا هرتز و ROM برابر 256 مگابایت استفاده می شد که با توجه به تعداد ۴۵۰۰۰ سلول مدل پایه میدان چیاو هر اجرا حدود سه-چهار ساعت تا ۲ روز لازم داشت تا کامل شود.

استفاده از اسکریپت مخصوص نوشته شده به زبان برنامه نویسی Perl به منظور ساخت فایل داده‌های ورودی به شبیه ساز، اجرا و کنترل آزمایش‌ها و استخراج پارامتر جواب صورت گرفت تا کار با دقت و سرعت بیشتری انجام گیرد.

#### ۶- تحلیل نتایج و تخمین تابع توزیع پارامتر جواب

مرحله نهائی، تحلیل نتایج به دست آمده از آزمایش‌ها و به دست آوردن تابع توزیع پارامتر جواب است که برای این کار می توان روش‌های پارامتریک<sup>۴۶</sup>، مونته کارلو<sup>۴۷</sup> و سطح جواب<sup>۴۸</sup> را از میان روش‌های مختلف آماری بکار برد. روش مونته کارلو خود به تنهایی یا به عنوان مکملی برای دو روش دیگر بکار گرفته شود.

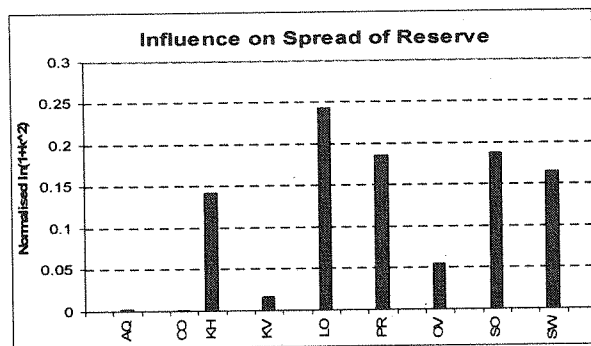
در این مطالعه، روش پارامتریک برای ارزیابی کیفی میزان تاثیر هر پارامتر روی پارامتر جواب بکار برد می شود. برای تخمین تابع توزیع پارامتر جواب از روش مونته کارلو استفاده

می شود؛ ولی از آنجا که به تعداد بسیار زیاد (در اینجا ۱۰۰۰ عدد) از آزمایش‌ها نیاز است که از نظر زمان CPU و هزینه به صرفه نیست، روش سطح جواب را برای مدلسازی رابطه میان پارامترهای عدم قطعیت و پارامتر جواب و در نتیجه تخمین جواب براساس نتایج آزمایش‌های طراحی شده و اجرا شده به وسیله شبیه ساز به کار می بریم.

#### ۶-۱- مقایسه تاثیر کیفی با روش پارامتریک

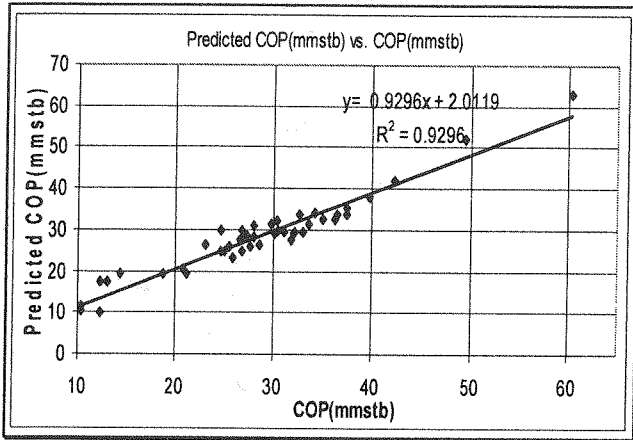
در روش پارامتریک از پارامترهای آماری میانگین ( $\mu$ )، واریانس ( $\delta$ ) و ضریب تغییرات (K) هر کدام از پارامترهای عدم قطعیت استفاده شد تا با ترکیب توزیع آنها با توجه به شش اصل زیر توزیع پارامتر جواب به دست آید. این اصول عبارتند از: (۱) مجموع توزیع‌های مستقل خود یک توزیع نرمال است؛ (۲) میانگین مجموع توزیع‌ها برابر مجموع میانگین‌ها می باشد؛ (۳) واریانس مجموع توزیع‌ها برابر مجموع واریانس‌ها می باشد؛ (۴) حاصلضرب توزیع‌های مستقل خود یک توزیع لاگ نرمال است؛ (۵) میانگین حاصلضرب توزیع‌ها برابر حاصلضرب میانگین‌ها می باشد؛ (۶) مقدار  $(1+K^2)$  حاصلضرب توزیع‌ها برابر حاصلضرب  $(1+K^2)$  ها می باشد [۲].

با توجه به اصول فوق و اینکه هر کدام از پارامترهای عدم قطعیت براساس طبیعت و تعریف خود، به صورت مجموع توزیع‌ها یا حاصلضرب توزیع‌ها با پارامتر جواب در ارتباط است، توزیع پارامتر جواب و نیز تاثیر تک تک پارامترها روی گسترش و حوزه مقدار جواب به دست می آید. بر این اساس، می توان تخمین کیفی از تاثیر هر پارامتر روی جواب داشت. در میدان چیاو پارامترهای حجم خلل و فرج ناحیه ای در شمال میدان، اشباع از نفت غیر قابل تقلیل، اشباع از آب اولیه، حجم خلل و فرج عمومی، به ترتیب بیشترین تاثیر را داشتند. پس از آن پارامترهای نفوذپذیری افقی و ویسکوزیته نفت با تاثیر کمتر و نهایتاً نفوذپذیری عمودی و اندازه سفره آب زیرزمینی و ارتباط دو زون BN و B تاثیر چندانی نشان ندادند (شکل ۳) [۲].



شکل ۳: نمودار میله ای نشان دهنده تاثیر کیفی هر یک از پارامترها روی پارامتر جواب (COP)

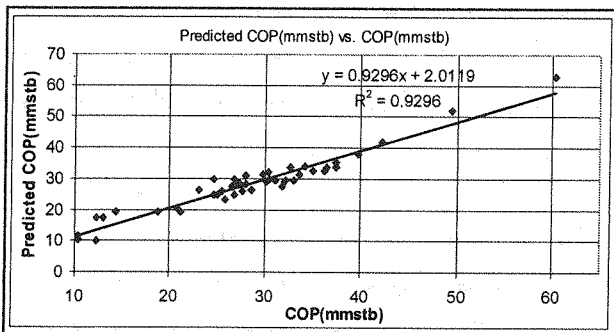
## ۲-۶- مدل‌سازی با روش سطح جواب



شکل ۴: نمودار پیش بینی شده - مشاهده شده پارامتر مقدار نفت تولید شده تجمعی (COP)

جدول ۳: ماتریس همبستگی بین پارامترهای عدم قطعیت

	OV	SO	PR	AQ	SW	LO	KH	KV	CO
OV	1.00	0.04	0.04	-0.11	-0.04	0.04	-0.12	-0.04	0.17
SO	0.04	1.00	-0.04	0.00	-0.04	0.07	0.04	-0.04	0.12
PR	0.04	-0.04	1.00	0.00	0.23	0.00	0.04	-0.12	0.00
AQ	-0.11	0.00	0.00	1.00	0.07	-0.14	0.01	-0.22	-0.04
SW	-0.04	-0.04	0.23	0.07	1.00	-0.15	0.08	-0.15	-0.08
LO	0.04	0.07	0.00	-0.14	-0.15	1.00	0.04	0.15	0.12
KH	-0.12	0.04	0.04	0.01	0.08	0.04	1.00	0.04	0.08
KV	-0.04	-0.04	-0.12	-0.22	-0.15	0.15	0.04	1.00	-0.06
CO	0.17	0.12	0.00	-0.04	-0.08	0.12	0.08	-0.06	1.00



شکل ۵: نمودار مقدار نرمال مورد انتظار - باقیمانده ها برای مدل رگرسیون RSM

## ۳-۶- تخمین توزیع پارامتر جواب

پس از به دست آوردن مدل RSM قابل قبول، اکنون با استفاده از روش نمونه گیری مونته کارلو، تعداد آزمایش زیاد مورد نیاز برای به دست آوردن تابع توزیع را طراحی و مدل RSM نهایی را برای پیش بینی و تخمین مقدار COP به کار می‌بریم. بدین وسیله تعداد ۱۰۰۰ آزمایش یا ترکیب مختلف از پارامترهای عدم قطعیت با توجه به مقادیر احتمال وقوع هر یک از سطوح سه گانه پایه، خوشبینانه و بدبینانه به دست آمد. مقدار COP برای هر کدام از این نمونه‌ها با مدل RSM محاسبه

روش سطح جواب (RSM) مجموعه‌ای از روش‌های آماری و ریاضی است که در آن با استفاده از نتایج آزمایش‌های طراحی شده در مرحله قبل به مدل‌سازی و تقریب رابطه میان پارامترهای عدم قطعیت و پارامتر جواب می‌پردازیم. از روش‌های کلاسیک سطح جواب، می‌توان روش‌های آماری رگرسیون خطی چندگانه<sup>۹</sup>، تحلیل واریانس<sup>۱۰</sup> و رگرسیون غیرخطی چندگانه<sup>۱۱</sup> را نام برد؛ روش‌های جدیدتر شامل روش‌هایی چون شبکه‌های عصبی<sup>۱۲</sup> می‌باشند [۳] و [۴] و [۵].

در این مطالعه، رگرسیون چندگانه با استفاده از نرم افزار Statistica برای مدل‌سازی به منظور پیش بینی و تخمین تولید نفت تجمعی (اختصاراً COP) از روی پارامترهای عدم قطعیت و نیز تست مدل به دست آمده، بکار رفته است. از آنجا که نتایج آزمایش‌های غربال کردن نشان داد اثر متقابل پارامترهای اندازه سفره آب و نفوذ پذیری عمودی با بقیه پارامترها ناچیز است، اثر متقابل آنها در مدل نهایی حذف شد. ارتباط COP با درجه دوم و سوم پارامترها تست شد؛ ولی قابل ملاحظه نبود و برای مدل نهایی به کار برده نشدند. بدین ترتیب پس از بهینه کردن، مدل نهایی به دست آمد.

برازش و دقت<sup>۱۳</sup> مدل با استفاده از فاکتور  $R^2$  تست می‌شود، بدین معنی که مدل با مقدار  $R^2$  درصد از تغییرپذیری پارامتر جواب سازگار است. دقت مدل علاوه بر فاکتور  $R^2$  با نمودار پیش بینی شده - مشاهده شده<sup>۱۴</sup> با سطح اطمینان<sup>۱۵</sup> برابر ۹۵ درصد تست می‌شود. نمودار مقدار نرمال مورد انتظار - باقیمانده‌ها<sup>۱۶</sup> نشان دهنده نرمال بودن توزیع باقیمانده‌های مدل رگرسیون و به عبارت دیگر، تصادفی بودن این خطاهاست. تست مهم دیگر، ماتریس همبستگی<sup>۱۷</sup> است که از روی آن با مشاهده میزان همبستگی آزمایش‌های طراحی شده می‌توان پی برد آیا این آزمایش‌ها به درستی انتخاب شده‌اند. یک طراحی خوب، کمترین همبستگی بین آزمایش‌ها را دارد [۶]. مدل نهایی رگرسیون چندگانه که با کیفیت و دقت قابل قبول به دست آمد، به شرح زیر است:

$$\begin{aligned} COP(mmstb) = & 29.4 + 3.1*OV + 4.3*SO + 3.4*PR - \\ & 0.2*AQ + 4.4*SW + 6.1*LO + 4.4*KH + 0.2*KV + \\ & 1.9*CO - 0.5*KH*CO + 1.7*SW*LO + 3.2*PR*LO + \\ & 1.4*OV*LO + 4.0*LO*CO - 1.0*SO*SW + \\ & 1.4*OV*SW + 0.4*SO*PR - 1.0*OV*PR + \\ & 1.7*OV*SO - 2.0*SO*CO - 2.2*OV*CO \end{aligned}$$

فاکتور  $R^2$  مدل در این مطالعه ۹۳٪ به دست آمده است. سایر تست‌ها و گراف‌های مدل نهایی دقت و کیفیت قابل قبول مدل را نشان می‌دهند (جدول ۳، شکل ۴ و ۵).

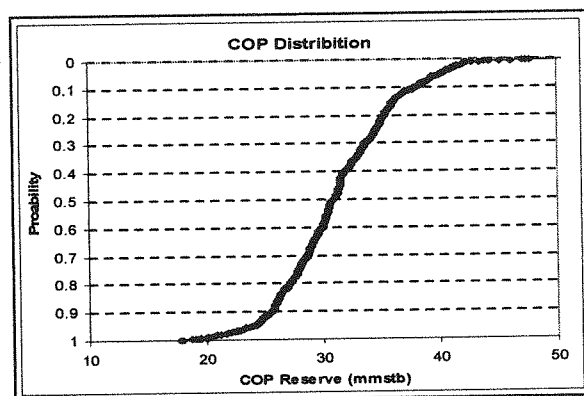
Damsleth E., Hage A., Norsk Hydro A/S; Rolf Volden, Norwegian Computing Center; "Maximum Information at Minimum Cost: A North Sea Field Development Study With an Experimental Design"; SPE 23139; 1992.

J. P. Dejean and G. Blanc; SPE, IFP; "Managing Uncertainties on Production Predictions Using Integrated Statistical Methods"; SPE 56696; 1999.

Jirawat Chewaroungroj, Omar J. Varela, SPE, and Larry W. Lake; SPE, The University of Texas at Austin; "An Evaluation of Procedures to Estimate Uncertainty in Hydrocarbon Recovery Predictions"; SPE59449; 2000

'Statistica Software Manual'; Statsoft Co; 2001

- [۳] و در نهایت با رسم نمودار چگالی احتمال، توزیع پارامتر جواب COP و مقادیر کوانتایل P50 (پایه یا بیشترین شانس) برابر ۳۰/۹ میلیون بشکه، P90 (مقدار بدبینانه) برابر میلیون بشکه ۲۵/۵ میلیون بشکه و P10 (مقدار خوشبینانه) برابر ۲۸/۱ میلیون بشکه برای COP به دست آمد (شکل ۶).



شکل ۶: نمودار توزیع پارامتر جواب (COP) حاصل از ۱۰۰۰ نمونه گرفته شده با روش مونته-کارلو

## ۸- زیر نویس ها

### ۱. Uncertainty Study

- ۲. Risk Analysis
- ۳. Integrated Multi-disciplinary Teams
- ۴. Stochastic approaches
- ۵. Simulator
- ۶. Response Parameter
- ۷. Uncertainty Parameters
- ۸. Pore Volume
- ۹. Fault Transmissibility
- ۱۰. Relative Permeability
- ۱۱. PVT Properties
- ۱۲. Recovery
- ۱۳. Cumulative Oil Production
- ۱۴. Water-Cut
- ۱۵. Gas-Oil Ratio
- ۱۶. Oil In Place
- ۱۷. Natural Depletion
- ۱۸. Bubble Point
- ۱۹. Water Sweeping
- ۲۰. History Matching
- ۲۱. Sensitivity Analysis
- ۲۲. Triangular Distribution
- ۲۳. Base Case
- ۲۴. Optimistic or Upside
- ۲۵. Pessimistic or Downside
- ۲۶. Probability of Occurrence
- ۲۷. Initial Water saturation
- ۲۸. LithoFacies
- ۲۹. Core Analysis
- ۳۰. Irreducible Oil Saturation
- ۳۱. End-Points
- ۳۲. Oil Viscosity
- ۳۳. Horizontal Permeability
- ۳۴. Vertical Permeability
- ۳۵. Aquifer Size
- ۳۶. Experiments
- ۳۷. One-at-a-Time
- ۳۸. Main Effects
- ۳۹. Design of Experiment
- ۴۰. Interaction

### ۶-۴- نتیجه گیری

با بکارگیری فرآیندی یکپارچه متشکل از روش‌های مختلف آماری می‌توان ارزیابی کیفی و کمی عدم قطعیت در ذخایر قابل استحصال مخازن هیدروکربوری را انجام داد تا فرآیند تصمیم‌گیری مدیریت مخزن به آسانی هر چه بیشتر صورت پذیرد. با انجام این مطالعات از یک طرف می‌توان پارامترهای عدم قطعیت موثر در میزان تولید را شناخت و میزان این تاثیر را به صورت کیفی سنجید و از طرف دیگر، ارزیابی کمی در مورد میزان تولید و یا ذخیره قابل استحصال مخزن در سال‌های آتی عمر مخزن انجام یابد.

این متدولوژی با موفقیت برای میدان نفتی چیاو بکار رفت و مهم‌ترین پارامترهای عدم قطعیت به ترتیب حجم خلل و فرج ناحیه‌ای در شمال میدان، اشباع از نفت غیر قابل تقلیل، اشباع از آب اولیه، حجم خلل و فرج عمومی، نفوذپذیری افقی و ویسکوزیته نفت شناخته شدند. علاوه بر این، تابع توزیع ذخیره قابل استحصال مخزن به دست آمد، تا در فرآیند تصمیم‌گیری مدیریت مخزن استفاده شود.

### ۷- مراجع

- [۱] Abdollahzadeh, A.; "Koma Field's Full-Field Model Update and History Matching"; IFP, BP; Final MS Thesis in Reservoir Geoscience and Engineering; 2002.
- [۲] P.J. Smith, D.J. Hendry and A.R. Crowther; SPE, BP Exploration; "The Quantification and Management of Uncertainty in Reserves"; SPE 26056; 1993.