

بررسی فنی و اقتصادی چالش عدم قطعیت در برآورد مقدار ذخایر نفت و گاز

محمد رضا شکوهی^{۱*}، دانشگاه صنعت نفت ■ حسین براتی^۱

چکیده

در برآورد مقدار ذخایر نفت و گاز کشور، استانداردهای بین‌المللی به‌درستی رعایت نمی‌شود که این امر می‌تواند موجب از بین رفتن فرصت‌ها و بروز چالش‌ها و ریسک‌ها گردد. اما رعایت استانداردها می‌تواند باعث بهبود بهره‌وری شود. استاندارد بین‌المللی پذیرفته شده برای محاسبه و تخمین مقدار ذخایر، استاندارد سیستم مدیریت منابع نفتی^۱ است که توسط انجمن مهندسان نفت تکمیل و ارائه شده است. البته مقدار ذخایر هیدروکربوری عددی قطعی نیست و باید از طریق برآورد آن با استفاده از روش‌های آماری، عدم قطعیت مقدار ذخایر محاسبه شود. مطلب مهم دیگر مسأله‌ی تجمع^۲ است؛ بدین معنی که حاصل جمع چند متغیر الزاماً نتیجه‌ی جمع جبری ساده‌ی آنها نیست. در این خصوص جهت برآورد مجموع مقدار ذخایر هیدروکربوری کشور بجای جمع جبری ساده باید هنگام جمع‌گیری با استفاده از علم آمار، تعدیل‌های لازم صورت پذیرد. در این مقاله مسائل مرتبط به تخمین، عدم قطعیت، روش‌های محاسبه و حاصل جمع‌گیری ذخایر هیدروکربوری با زبانی غیرفنی ارائه شده است. اهمیت اطلاع از آمار صحیح برای تصمیم‌گیری درست در ابعاد مختلف (به‌خصوص ابعاد اقتصادی) بر کسی پوشیده نیست.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۷/۰۲/۱۲

تاریخ ارسال به داور: ۹۷/۰۳/۲۲

تاریخ پذیرش داور: ۹۷/۰۷/۰۴

واژگان کلیدی:

عدم قطعیت، ذخایر هیدروکربوری، برآورد، حاصل جمع، نفت و گاز

مقدمه

با وجود سابقه‌ی بیش از یک‌صد ساله‌ی صنعت نفت در ایران، در زمینه‌ی رعایت استانداردها بعضاً این صنعت عملکرد مناسبی نداشته است. عدم رعایت استانداردها در هر سیستم و صنعتی موجب آسیب رسیدن می‌شود. یکی از این استانداردها، سیستم مدیریت منابع نفتی است که در بستر زمان با همکاری سازمان‌های معتبر و مختلف به‌وجود آمده و تکمیل شده است. عدم رعایت این استانداردها مانع از شناخت درست فرصت‌ها و چالش‌های صنعت نفت، پیشرفت، تدبیر و دوران‌دیشی جهت برطرف کردن چالش‌ها و ریسک‌ها شده و سبب خسارت‌های سنگین و جبران‌ناپذیری در آینده خواهد شد؛ آن هم در صنعتی مانند صنعت نفت و در کشور نفت‌خیزی مانند ایران که صحبت از نفت و گاز قراردادهای مربوط به آنها به معنای میلیارد‌ها دلار پول است. این ارقام سنگین در صورت شناخت کامل و جامع فرصت‌ها می‌تواند درآمدی باشد برای کشور و در نهایت سرمایه‌گذاری مطمئنی جهت پیشرفت و رشد اقتصادی و تأمین نسل‌های آینده باشد و در صورت سوء مدیریت قطعاً خسارتی سنگین خواهد بود که نه تنها موجب شکوفایی اقتصادی نمی‌شود بلکه باری اضافه خواهد بود بر دوش نسل‌های آینده. در این راستا یکی از متغیرهای کلیدی سیاست‌گذاری اقتصادی، مبحث مقدار ذخایر هیدروکربوری است که در برنامه‌ریزی‌های کوتاه‌مدت و بلندمدت، قراردادهای نفت و گاز، برنامه‌ریزی تولید و ... کاربرد دارد. این موضوع با توجه به وابستگی اقتصاد ایران به درآمد‌های نفتی اهمیت مضاعفی دارد. ذکر این نکته ضروری است که در ابتدا ممکن است به‌نظر برسد مطالب مطرح‌شده در مقاله‌ی حاضر به‌دقت

مورد توجه افراد فنی کشور است؛ اما تجربیات کلی خلاف این مطلب را نشان می‌دهد. بنابراین ارائه‌ی این مطالب در بستری اقتصادی، مفید فایده و مؤثر است. امیداست این مباحث مورد توجه بیشتر افراد فنی قرار گیرد. در مقاله‌ی حاضر سعی شده مباحثی با زبانی غیرفنی ارائه گردد که در بردارنده‌ی نتایج اقتصادی مفیدی باشد. بنابراین مسأله‌ی این مطالعه را می‌توان بررسی فنی و اقتصادی چالش عدم قطعیت در برآورد مقدار ذخایر نفت و گاز عنوان کرد. پس از این مقدمه‌ی کوتاه در ادامه با ذکر دو مثال اهمیت تخمین مقدار ذخایر شرح داده می‌شود:

وقتی به‌دلیل عدم رعایت استاندارد، ذخیره‌ی میدانی بیش از حد تخمین زده می‌شود هنگام تدوین برنامه‌ی توسعه‌ی میدان (MDP)^۳، متناظر با مقدار ذخیره، سرمایه‌گذاری زیادی روی میدان انجام می‌شود؛ چراکه انتظار می‌رود دبی^۴ نفت و گاز تولیدی مخزن زیاد باشد. به‌همین دلیل جهت استفاده‌ی بهینه از حداکثر توان تولیدی مخزن تعداد چاه‌های بیشتری مکان‌یابی می‌شوند و متناظر با آن تأسیسات سطح‌الارضی بیشتری جهت بهره‌برداری از نفت پیش‌بینی می‌گردد. در واقع سرمایه‌گذاری بلندمدت روی میدان انجام می‌شود؛ در حالی که در واقعیت توان تولیدی میدان کمتر از مقدار پیش‌بینی شده است. پس از احداث تأسیسات و حفر چاه‌ها با هزینه‌ی فراوان، متوجه می‌شوند میدان توان تولید کمتری دارد و ذخیره‌ی آن بیش از حد پیش‌بینی شده است. در این صورت نه تنها برای احداث تأسیسات و حفر چاه‌ها هزینه‌ی اضافی صرف شده بلکه نگهداری تجهیزات در طول عمر میدان نیز

* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (shokouhi@put.ac.ir)

از دیگر موارد مهم که باید مورد توجه قرار گیرد اینست که ذخیره‌ی میدان عددی مشخص و قطعی نیست و به دلایلی که در ادامه توضیح داده می‌شود عدم قطعیت دارد. پس باید محدود‌های از جواب به‌عنوان ذخیره گزارش شود؛ نه‌تنها عددی مطلق. به‌عبارت دیگر ذخیره، تابعی احتمالی همراه با عدم قطعیت دارد و هنگام گزارش محدود‌های ذخیره، سه عدد به‌عنوان ذخیره‌ی اثبات‌شده (1P)، ذخیره‌ی محتمل (2P) و ذخیره‌ی ممکن (3P) ارائه می‌شود که در ادامه به‌طور کامل شرح داده خواهد شد.

طبق آمار ارائه شده توسط وزارت نفت به شرکت بریتیش پترولیوم^۹ مقدار ذخایر اثبات شده‌ی ایران در سال ۲۰۱۶ برابر ۱۵۸/۴ میلیارد بشکه نفت بوده (شکل-۱)؛ این در حالی است که طی مصاحبه‌ای در مهر ماه ۱۳۹۶ (۲۰۱۷ میلادی) مقدار نفت قابل برداشت باقیمانده ۱۰۱ میلیارد بشکه اعلام شد (شانا؛ چهارشنبه ۱۹ مهر ۹۶؛ نشست بالادستی سومین کنگره‌ی نفت و نیرو) و این با آماري که به بریتیش پترولیوم ارائه شده در تضاد است.

مورد دیگر مربوط به برآورد ذخایر کل کشور است که به‌نظر می‌رسد حاصل جمع آن به‌درستی محاسبه نمی‌شود. با فرض اینکه

بسیار هزینه‌بر است.

اگر مقدار ذخیره کمتر از حد نیز تخمین زده شود هنگام انعقاد قرارداد توسعه‌ی میدان با شرکت‌های بین‌المللی، وزارت نفت به دلیل اشتباه در گزارش‌های مبنی بر کم بودن مقدار ذخیره‌ی مخزن، در قبال توسعه‌ی میدان حاضر است به شرکت‌های خارجی امتیاز بیشتری بدهد تا آنها را جهت توسعه‌ی میدان ترغیب کند. این در حالی است که بعدها پس از توسعه‌ی میدان و مشخص شدن مقدار ذخیره‌ی واقعی، به دلیل امتیازاتی که در اثر اشتباهات محاسباتی در قرارداد به طرف خارجی داده شده سود زیادی (بیش از حد متعارف) عاید شرکت خارجی می‌شود. این تنها یک‌سوی قضیه است؛ از سوی دیگر پس از مشخص شدن مقدار ذخیره‌ی واقعی میدان یا مخزن (که در این مثال بیشتر از مقدار پیش‌بینی شده است) باید تعداد چاه‌های بیشتری حفر شود و ظرفیت تأسیسات سطح‌الارضی نیز افزایش یابد. تمامی این فعالیت‌ها که هزینه‌بر هستند نیز در برنامه‌ی توسعه‌ی مخزن ارائه نشده‌اند؛ زیرا برنامه‌ی توسعه بر اساس ظرفیت کمتری تدوین شده بوده و طرف خارجی می‌تواند برای توسعه‌ی مجدد میدان که در قرارداد ذکر نشده نیز امتیاز بگیرد.

	At end 1996 Thousand million barrels	At end 2006 Thousand million barrels	At end 2015 Thousand million barrels	At end 2016			R/P ratio
				Thousand million barrels	Thousand million tonnes	Share of total	
US	29.8	29.4	48.0	48.0	5.8	2.8%	10.6
Canada	48.9	179.4	171.5	171.5	27.6	10.0%	105.1
Mexico	48.5	12.8	8.0	8.0	1.1	0.5%	8.9
Total North America	127.3	221.7	227.5	227.5	34.5	13.3%	32.3
Argentina	2.6	2.6	2.4	2.4	0.3	0.1%	10.6
Brazil	6.7	12.2	13.0	12.6	1.8	0.7%	13.3
Colombia	2.8	1.5	2.3	2.0	0.3	0.1%	5.9
Ecuador	3.5	4.5	8.0	8.0	1.2	0.5%	40.1
Peru	0.8	1.1	1.2	1.2	0.1	0.1%	24.0
Trinidad & Tobago	0.7	0.8	0.7	0.2	†	*	6.9
Venezuela	72.7	87.3	300.9	300.9	47.0	17.6%	341.1
Other S. & Cent. America	1.0	0.8	0.5	0.5	0.1	*	10.3
Total S. & Cent. America	90.7	110.8	329.0	327.9	50.8	19.2%	119.0
Azerbaijan	1.2	7.0	7.0	7.0	1.0	0.4%	23.1
Denmark	0.9	1.2	0.5	0.4	0.1	*	8.5
Italy	0.8	0.5	0.6	0.5	0.1	*	18.8
Kazakhstan	5.3	9.0	30.0	30.0	3.9	1.8%	49.0
Norway	11.7	8.5	8.0	7.6	0.9	0.4%	10.4
Romania	1.0	0.5	0.6	0.6	0.1	*	20.7
Russian Federation	113.6	104.0	102.4	109.5	15.0	6.4%	26.6
Turkmenistan	0.5	0.6	0.6	0.6	0.1	*	6.3
United Kingdom	5.0	3.6	2.5	2.5	0.3	0.1%	6.9
Uzbekistan	0.6	0.6	0.6	0.6	0.1	*	29.3
Other Europe & Eurasia	2.4	2.2	2.1	2.1	0.3	0.1%	15.6
Total Europe & Eurasia	142.8	137.6	154.9	161.5	21.8	9.5%	24.0
Iran	92.6	138.4	158.4	158.4	21.8	9.3%	94.1
Iraq	112.0	115.0	142.5	153.0	20.6	9.0%	93.6
Kuwait	96.5	101.5	101.5	101.5	14.0	5.9%	88.0
Oman	5.3	5.6	5.3	5.4	0.7	0.3%	14.6
Qatar	3.7	27.4	25.2	25.2	2.6	1.5%	36.3
Saudi Arabia	261.4	264.3	266.6	266.5	36.6	15.6%	59.0
Syria	2.5	3.0	2.5	2.5	0.3	0.1%	273.2
United Arab Emirates	97.8	97.8	97.8	97.8	13.0	5.7%	65.6
Yemen	2.0	2.8	3.0	3.0	0.4	0.2%	*
Other Middle East	0.2	0.1	0.2	0.2	†	*	2.6

شکل ۱ | گزارش بریتیش پترولیوم از مقدار ذخایر کشورها در پایان سال ۲۰۱۶

و روش‌های محاسبه‌ی آن که در منابع استاندارد ذیربط موضوع ارائه شده، توجه به سمت استاندارد سازی جلب گردد. ضمن اینکه در مقاله‌ی حاضر به اشتباه رایج در محاسبه‌ی مقدار کل ذخیره‌ی کشور (که به اثر تجمع معروف است) نیز اشاره شده است. این اثر به‌طور خلاصه بیان می‌کند که جهت تخمین کل ذخیره‌ی کشور نباید جمع جبری به کار برد؛ بلکه باید جمع آماری^{۱۱} استفاده شود.

۲- درآمدی بر مفهوم‌شناسی موضوع

یکی از مهم‌ترین و حساس‌ترین کارها در صنایع بالادستی نفت و گاز محاسبه‌ی مقدار هیدروکربن مخزن است که پایه و اساس فعالیت‌های بعدی است و بر همه‌ی عوامل دیگر اثر می‌گذارد. مقدار کلی نفت و گاز تخمین زده شده (یعنی حاصل جمع منابعی که تا کنون از تجمع نفتی (یا گازی) تولید شده، منابعی که اکنون در تجمع نفتی (یا گازی) وجود دارد و منابعی که هنوز کشف نشده) که به‌صورت تجمعی^{۱۱} درآمده را به‌عنوان منابع اولیه^{۱۲} تعریف می‌کنند [۶]. این منبع همچنین ذخیره^{۱۳} را بدین صورت تعریف می‌کند: ذخیره، مقداری از نفت یا گاز است که از زمان کنونی تا پایان عمر مخزن می‌توان با توجه به فن‌آوری موجود و طی فرآیندهایی که از نظر اقتصادی به‌صرفه هستند آنرا از تجمع شناخته شده‌ای (مانند مخزن یا میدان) باز یافت کرد [۶]. اقتصادی بودن این الزام را به‌وجود می‌آورد که ذخایر در بازه‌ی زمانی محدود و معقولانه‌ای توسعه داده شوند. یعنی می‌توان زمان را هم به‌عنوان متغیری کلیدی در تعیین اقتصادی بودن یا نبودن نفت قابل برداشت در نظر گرفت. مثلاً وقتی قیمت نفت بیشتر از ۱۰۰ دلار بود آغاز پروژه‌های حفاری در آب‌های عمیق جهت تولید نفت از نظر اقتصادی به‌صرفه بود اما پس از کاهش قیمت نفت به حدود ۳۰ دلار بسیاری از پروژه‌های این‌چنینی پتانسیل اقتصادی بودن خود را از دست دادند.

به‌دلیل اهمیت این موضوع، نخستین بار انجمن مهندسان نفت (SPE)^{۱۴} استاندارد ی برای تخمین ذخایر^{۱۵}، طبقه‌بندی^{۱۶} و دسته‌بندی^{۱۷} آنها تهیه و ارائه کرد که با توجه به عدم قطعیت‌های

مقدار ذخیره‌ی هر میدان طبق استاندارد تخمین و گزارش شود آیا مقدار ذخیره‌ی کل کشور برابر است با حاصل جمع جبری ذخایر هر میدان؟ جواب منفی است. مقدار ذخیره‌ی کل کشور حاصل جمع آماری ذخایر میدان است که این مسأله به مشکل تجمع شهرت دارد و در جای خود شرح داده می‌شود. به‌نظر می‌رسد مجموع مقدار ذخایر کشور، به اشتباه، با جمع جبری ساده محاسبه و در نتیجه ذخیره‌ای غیرواقعی به‌عنوان مقدار ذخیره‌ی نفت کشور اعلام می‌شود و تصمیمات خرد و کلان مدیریتی بر اساس همین اعداد غیرواقعی اتخاذ می‌گردد. اگر این فرضیه درست باشد اصلاح این اشتباه می‌تواند یکی از نقاط ضعف کلیدی کشور را پوشش دهد.

۱- نمونه‌ای از آمارهای ذخایر اثبات شده توسط سازمان اوپک

آمارهای منتشر شده توسط دبیرخانه‌ی اوپک در واقع بر اساس آمارهایی است که توسط هر یک از کشورهای عضو اوپک به این سازمان گزارش می‌شود. برخی تصمیمات اوپک بر این آمارها اثرگذار است. از جمله‌ی این تصمیمات می‌توان به تصمیم اوپک در خصوص سهمیه‌بندی تولید بر اساس ذخایر اثبات‌شده‌ی هر یک از کشورهای عضو این سازمان اشاره کرد. این تصمیم در اوایل دهه‌ی هشتاد گرفته شد و موجب گردید کشورهای عضو اوپک جهت کسب سهمیه‌ی بیشتر، به‌نحوی (به‌صورت آگاهانه) ذخایر اثبات‌شده‌ی خود را بیش از حد واقعی اعلام کنند. جهش در مقدار ذخایر اثبات‌شده‌ی این کشورها اولین بار توسط کویت در سال ۱۹۸۴ اتفاق افتاد که آمار مربوط به ذخایر اثبات‌شده‌ی خود را از ۶۷ به ۹۲/۷ میلیارد بشکه افزایش داد. سپس در ۱۹۸۵ ونزوئلا ذخایر خود را از ۲۸ به ۵۴/۴ میلیارد بشکه افزایش داد. ایران نیز در ۱۹۸۶ ذخایر خود را از ۵۹ به ۹۲/۸ میلیارد بشکه افزایش داد. به‌طوری که افزایش ذخیره به این شدت و تنها در مدت کوتاهی پس از تصویب نحوه‌ی سهمیه‌بندی اوپک شک‌برانگیز است. ذخایر اثبات شده‌ی برخی کشورهای عضو اوپک از ۱۹۸۲ تا ۱۹۸۹ طبق جدول-۱ است. در این پژوهش سعی شده با مروری کلی بر اهمیت مقدار ذخایر

۱ | ذخایر اثبات‌شده بر حسب میلیون بشکه (گزارش سال ۲۰۰۲ اوپک)

کشور	سال	۱۹۸۲	۱۹۸۳	۱۹۸۴	۱۹۸۵	۱۹۸۶	۱۹۸۷	۱۹۸۸	۱۹۸۹
ایران		۵۶۱۴۸	۵۵۲۵۷	۵۸۸۷۴	۵۹۰۰۰	۹۲۸۶۰	۹۲۸۶۰	۹۲۸۶۰	۹۲۸۶۰
عراق		۵۹۰۰۰	۶۵۰۰۰	۶۵۰۰۰	۶۵۰۰۰	۷۲۰۰۰	۱۰۰۰۰۰	۱۰۰۰۰۰	۱۰۰۰۰۰
کویت		۶۷۱۵۰	۶۷۰۰۰	۹۲۷۱۰	۹۲۴۶۴	۹۴۵۲۲	۹۴۵۲۵	۹۴۵۲۵	۹۷۱۲۵
عربستان		۱۶۵۴۶۴	۱۶۸۸۴۸	۱۷۱۷۱۰	۱۷۱۴۹۰	۱۶۹۷۴۴	۱۶۹۵۸۵	۲۵۴۹۸۹	۲۶۰۰۵۰
امارات		۳۲۳۵۴	۳۲۳۴۰	۳۲۴۹۰	۳۲۹۹۰	۹۷۲۰۳	۹۸۱۰۵	۹۸۱۰۵	۹۸۱۰۵
ونزوئلا		۲۴۹۰۰	۲۵۸۸۷	۲۸۰۲۸	۵۴۴۵۴	۵۵۵۲۱	۵۸۱۰۱	۵۸۵۰۵	۵۹۰۴۰

استانداردهای چاپ شده توسط سازمان‌های بین‌المللی زیر انجام شده [۳]:

- کمیسیون اوراق بهادار و بورس آمریکا^{۲۳} (۱۹۷۸)
- شرح توصیه‌های کاربردی انگلستان^{۲۴} (۲۰۰۱)
- مدیران اوراق بهادار کانادا^{۲۵} (۲۰۰۲)
- وزارت منابع طبیعی روسیه^{۲۶} (۲۰۰۵)
- دفتر ذخایر نفت چین^{۲۷} (۲۰۰۵)
- مدیریت نفت نروژ^{۲۸} (۲۰۰۱)
- سازمان زمین‌شناسی ایالات متحده^{۲۹} (۱۹۸۰)
- طبقه‌بندی چهارچوبی سازمان ملل^{۳۰} (۲۰۰۴)

به زبان دیگر طبقه‌بندی و دسته‌بندی انجام شده توسط این آژانس‌ها شباهت بسیاری به طبقه‌بندی و دسته‌بندی انجام شده مهندسان نفت دارد. در این پژوهش تنها به استاندارد ارائه شده توسط انجمن مهندسان نفت اشاره می‌شود.

به آنجا که سیستم مدیریت منابع نفتی بر مبنای پروژه تعریف شده ابتدا باید با تعریف پروژه از نظر استاندارد سیستم مدیریت منابع نفتی آشنا شویم. طبق تعریف، پروژه عبارت است از ارتباط بین تجمع نفتی^{۳۱} و فرآیند تصمیم‌گیری با توجه به بودجه‌ای که به آن پروژه تخصیص یافته است [۳]. مثلاً تصمیم برای توسعه‌ی یک مخزن، یک میدان، چند میدان و توسعه‌ی یک میدان در حال تولید، هر کدام پروژه‌ای محسوب می‌شوند و بنابراین هر پروژه، تصمیم‌گیری مستقلی است.

۳- سیستم مدیریت منابع نفتی

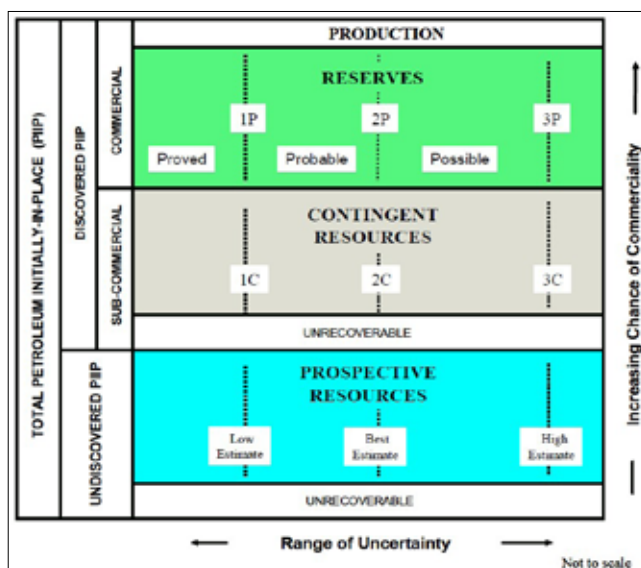
سیستم مدیریت منابع نفتی، طبقه‌بندی و دسته‌بندی جامعی از منابع نفتی ارائه می‌دهد که تمرکز ویژه‌ی آن روی انواع ذخایر نفتی است. نمودار کلی این سیستم در شکل ۲- نشان داده شده است [۲]. همان‌طور که مشاهده می‌شود. این شکل از دو محور تشکیل شده که محور افقی نشان‌دهنده‌ی عدم قطعیت پیش‌بینی مقدار هیدروکربوری است که در آینده از پروژه‌ای توسعه‌یافته به تولید و فروش می‌رسد و محور عمودی نشان‌دهنده‌ی مقدار توسعه‌یافتگی مخزن (میدان یا پروژه) در راستای بازیافت نفت است و به عبارتی همان قابلیت اقتصادی مخزن (میدان یا پروژه) است.

همان‌طور که در شکل ۲- مشخص است هر پروژه بر اساس مقدار پیشرفت^{۳۲} (که متناظر است با پتانسیل اقتصادی بودن پروژه)، روی محور عمودی، به سه دسته‌ی اصلی با نام‌های ذخایر^{۳۳}، منابع مشروط^{۳۴} و منابع مورد انتظار^{۳۵} طبقه‌بندی می‌شود. همچنین محدوده‌ی عدم قطعیت که متناظر است با مقدار نفت قابل برداشت تخمینی (در آن پروژه) روی محور افقی، در سه گروه به نام‌های تخمین کم^{۳۶}،

موجود در متغیرهای مخزنی بازه‌ی عدم اطمینان^{۳۸} را نیز مشخص می‌کند [۲]. این عدم قطعیت‌ها، ذاتی و جزء طبیعت مسأله هستند؛ به طوری که قابل کاهش هستند اما قابل حذف نیستند. این استاندارد که سیستم مدیریت منابع نفتی^{۳۹} نام دارد، بر اساس تعریف پروژه بنا شده و نقش مهمی در شناسایی ریسک‌ها و فرصت‌های اقتصادی محتمل یک پروژه دارد. از آنجا که این استاندارد بر اساس تعاریف مربوط به پروژه بنا شده هرگونه اشتباه در تعریف کردن یک پروژه می‌تواند منجر به نتایج نامناسبی از جمله مشخص‌سازی نامناسب ریسک‌ها شود.

رعایت تشخیص مقدار اطمینان در مقدار ذخیره به اصلی ضروری بدل شده؛ به طوری که این اطمینان توسط سازمان‌های وام‌دهنده و سرمایه‌گذاران سنجیده می‌شود. بنابراین سازمان‌های مختلف از جمله انجمن مهندسان نفت، انجمن زمین‌شناسان نفت آمریکا^{۴۰}، شورای جهانی نفت^{۴۱} و انجمن مهندسان ارزیابی نفت^{۴۲} تصمیم گرفتند طی پروژه‌های، ارزیابی منابع نفتی را به مهندسان نفت آموزش دهند تا استانداردی واحد و مورد قبول سازمان‌های اقتصادی و شرکت‌های صنعتی توسط انجمن‌های معتبر مرتبط با نفت تهیه شود. در این راستا هدف اصلی به دست آوردن استاندارد بود که قابلیت پیاده‌سازی و کاربرد صنعتی داشته باشد. پس از ارائه‌ی این استاندارد، اختلاف شرکت‌های صنعتی و سازمان‌های اقتصادی بر سر تخمین مقدار نفت مخزن (یا میدان) از بین رفت.

لازم به ذکر است که پس از انجمن مهندسان نفت، هشت آژانس بین‌المللی دیگر نیز استانداردهای خود را ارائه کردند که به نوعی برگرفته از همان استاندارد انجمن مهندسان نفت (سیستم مدیریت منابع نفتی) است.



شکل ۲ | چهار چوب کلی طبقه‌بندی منابع

بهترین تخمین^{۳۷} و تخمین زیاد^{۳۸} دسته‌بندی می‌شوند.

منابعی که شرایط تجاری بودن^{۳۹} را داشته باشند در گروه ذخایر قرار می‌گیرند و سه مقدار به‌عنوان مقدار هیدروکربن قابل‌برداشت برای آنها تخمین زده می‌شود. این سه مقدار عبارتند از: الف) P_{90} ذخایر اثبات‌شده (1P) ب) P_{50} ؛ ذخایر اثبات‌شده به علاوه‌ی ذخایر محتمل (2P) و ج) P_{10} ؛ ذخایر اثبات‌شده به علاوه‌ی ذخایر محتمل به علاوه‌ی ذخایر ممکن (3P).

از طرف دیگر به مجموع 1P و 2P ذخایر اثبات‌نشده نیز می‌گویند. ذخایر اثبات‌شده آنهایی هستند که احتمال بازیافت آنها با اطمینان زیادی وجود دارد. معمولاً درصد این اطمینان را ۹۰ درصد در نظر می‌گیرند. ذخایر محتمل آنهایی هستند که مقدار ذخیره موجود در مخزن را با احتمال ۵۰ درصد اطمینان تخمین می‌زنند. در نهایت نیز ذخایر ممکن آنهایی هستند که مقدار ذخیره موجود در مخزن را با درصد اطمینان خیلی کم، معمولاً ۱۰ درصد، برآورد می‌کنند. مثلاً اگر ذخایر مخزنی فرضی به‌صورت اعلام شده در جدول ۱- باشد می‌توان تحلیل زیر را ارائه کرد:

الف) ذخیره اثبات‌شده (1P یا ۹۰ درصد): به احتمال ۹۰ درصد مقدار نفت موجود در مخزن الف بیش از یک میلیارد بشکه است. ب) ذخیره‌ی محتمل (2P یا ۵۰ درصد): به احتمال ۵۰ درصد مقدار نفت موجود در مخزن الف بیش از ۴ میلیارد بشکه است. ج) ذخیره‌ی ممکن (3P یا ۱۰ درصد): به احتمال ۱۰ درصد مقدار نفت موجود در مخزن بیش از ۱۳ میلیارد بشکه است.

بدیهی است که هر قدر درصد اطمینان بیشتر باشد یعنی ریسک کمتر است. باز هم تأکید می‌شود که ذخایر اثبات‌شده باید شرایط تجاری بودن را داشته باشند؛ یعنی با توجه به شرایط کنونی اقتصادی و عملیاتی و قوانین و مقررات حکومتی و دولتی تعیین می‌شوند. سرنوشت منابع محتمل برای اینکه در دسته‌ی ذخایر اثبات شده قرار گیرند به شرایط اقتصادی، قوانین و مقررات آینده و شرایط عملیاتی و فن‌آوری در آینده بستگی دارد [۳].

اگر مقداری از منابع قابل‌برداشت باشد اما شرایط قرار گرفتن در دسته‌ی ذخایری که پیشتر به آن اشاره شد را نداشته باشند در دسته‌ی منابع مشروط قرار می‌گیرند. یعنی منابعی که قابل‌برداشتند اما شرایط تجاری شدن را ندارند^{۴۰} یا از منظر قوانین از فعالیت‌های نفتی در آن ناحیه ممانعت به‌عمل می‌آید. مثلاً برای

۲ ذخایر مخزن فرضی الف			
نوع ذخیره	محتمل (1P یا ۹۰ درصد)	محتمل (2P یا ۵۰ درصد)	محتمل (3P یا ۱۰ درصد)
مقدار ذخیره (میلیارد بشکه)	۱	۴	۱۳

تجاری شدن یا نیاز به فن‌آوری بهتری است یا باید قیمت نفت افزایش یابد یا مثلاً از منظر قوانین محدودیتی توسط قوانین محیط زیستی ایجاد شده است. با رفع این محدودیت‌ها، منابع مشروط به دسته‌ی ذخایر اضافه می‌شوند. متناظر با دسته‌بندی برای ذخایر، دسته‌بندی 1C، 2C و 3C برای منابع مشروط ارائه می‌شود. همچنین برای ذخایری که هنوز کشف نشده‌اند و منابع مورد انتظارند دسته‌بندی تخمین کم و بهترین و زیاد به کار می‌رود.

۴- منشأ عدم قطعیت‌ها

یکی از عدم قطعیت‌ها ناشی از خطای احتمالی داده‌های اندازه‌گیری شده از مخزن (یا میدان) است؛ زیرا نمونه‌های جمع‌آوری شده از مخزن زیر سطح زمین قرار دارند و با آمدن به سطح زمین دیگر شرایط درون مخزن را ندارند. از دیگر دلایل عدم قطعیت داده‌ها دارند وسعت بسیار بیشتر مخزن در مقایسه با وسعتی است که داده‌ها در آن اندازه‌گیری می‌شوند. در خصوص داده‌های لرزه‌نگاری باید به این نکته اشاره کرد که اگرچه وسعت زیادی را دربر می‌گیرند اما کیفیت پایینی دارند. یعنی دقت اندازه‌گیری آنها کم و به‌عبارت دیگر عدم قطعیت آنها زیاد است. همین موارد در خصوص نمونه‌گیری‌ها و آزمایش‌های دیگر نیز صدق می‌کند. مثلاً آزمایش‌های انجام شده روی نمونه‌ی سنگ گرفته شده از درون زمین فقط مربوط به همان قسمت از سنگ است. چاه‌آزمایی‌ها نیز خواص میانگین متغیرهای مخزنی (تخلخل، تراوایی و ...) تا شعاعی خاص را می‌دهند؛ نه خواص مشخص هر نقطه.

پس از انجام آزمایش‌های مختلف و به‌دست آوردن داده‌ها از آزمایش‌ها، باید فرآیند تجمیع داده‌ها انجام شود. در این فرآیند سعی بر آنست که با استفاده از روش تجمیع داده‌ها، خواص نقاطی از مخزن که به‌طور مستقیم اندازه‌گیری نشده‌اند به‌دست آید و یکی دیگر از عوامل عدم قطعیت در این مرحله اتفاق می‌افتد. قبل از این مرحله نمودارها و نتایج هر آزمایش توسط زمین‌شناس و مهندس مخزن تفسیر می‌شود که این امر می‌تواند نوعی عدم قطعیت وارد سیستم کند. زیرا تفسیر هر زمین‌شناس و مهندس مخزن با دیگری متفاوت است. البته که استفاده از کارشناسان با تجربه و خبره، عدم قطعیت را کاهش می‌دهد اما عدم قطعیت ناشی از تفسیر داده‌ها همواره وجود دارد.

با استفاده از داده‌های استاتیک می‌توان مقدار منابع نفت و گاز در مخزن (میدان) را محاسبه کرد. اما مقدار نفت یا گاز قابل‌برداشت با توجه به ضریب بازیافت^{۴۱} تعیین می‌شود. ضریب بازیافت برابر است با نسبت مقدار نفت یا گاز [۷] خارج شده از مخزن (یا میدان) به مقدار کل نفت یا گاز موجود در مخزن (یا میدان). باید دقت کرد که اگرچه این متغیر عدم قطعیت دارد اما همواره با زمان افزایش می‌یابد؛ مگر اینکه تولید از مخزن (یا

میدان) متوقف شود.

جهت بهتر مشخص شدن موضوع دو تعریف زیر ارائه می‌شود:

■ **ضریب بازیافت:** مقدار نفت (گاز) تولیدی نسبت به مقدار نفت (گاز) در جای اولیه

■ **ضریب بازیافت نهایی:** برآوردی است از مقدار نهایی نفت (گاز) تولیدی نسبت به مقدار نفت (گاز) در جای اولیه

هنگامی که عمر مخزن (میدان) به پایان می‌رسد و تولید از چاه‌ها متوقف می‌شود مقدار واقعی ضریب بازیافت نهایی به دست می‌آید و مقدار ضریب بازیافت نهایی با مقدار ضریب بازیافت برابر می‌گردد.

۵- روش‌های تخمین نفت (یا گاز) درجا

به‌طور کلی روش‌های تخمین نفت (یا گاز) درجا را می‌توان به سه دسته‌ی روش‌های قیاسی^{۴۲}، روش‌های حجمی^{۴۳} و روش‌های مبتنی بر عملکرد تولیدی^{۴۴} مخزن تقسیم کرد [۱]. در ادامه این روش‌ها به اختصار توضیح داده خواهند شد.

۵-۱- روش قیاسی

در این روش از مخازن مشابه^{۴۵} استفاده می‌شود. مخازن مشابه، مخازنی هستند که خواص سنگ و سیال، شرایط مخزنی (عمق، فشار و دما) و مکانیسم تولید^{۴۶} یکسان دارند. در این روش باید مخزن الگو که قصد داریم قیاس را با آن انجام دهیم، توسعه‌یافته باشد یا دست‌کم نسبت به مخزن هدف (مخزنی که قصد داریم نفت آن را تخمین بزنیم) در مرحله‌ی توسعه‌ای پیشرفته‌تری باشد. پس از قیاس، مقدار نفت (یا گاز) برای مخزن هدف تخمین زده می‌شود. روش قیاسی معمولاً در ابتدای عمر مخزن (یا میدان) که چاه حفاری شده یا تولیدی وجود ندارد یا تعداد کمی چاه وجود دارد به کار می‌رود. زیرا در این حالت اطلاعات محدودی از مخزن در دست است. این روش در مقایسه با روش‌های حجمی و روش‌های مبتنی بر عملکرد تولیدی مخزن، روشی ابتدایی و نتیجه‌ی آن سرانگشتی است و تنها برای به‌دست آوردن دیدی کلی مناسب است.

۵-۲- روش حجمی

این روش که با توجه به خواص استاتیک مخزن، مقدار نفت (یا گاز) مخزن را تخمین می‌زند به دو طریق انجام می‌شود: الف) قطعی^{۴۷} (ب) تصادفی^{۴۸} در هر دو روش قطعی و تصادفی مقدار ذخیره تابع مقدار نفت استاندارد درون زمین^{۴۹} (یا مقدار گاز استاندارد درون زمین^{۵۰}) و ضریب بازیافت^{۵۱} است.

۵-۳- روش حجمی-قطعی

در این روش ابتدا حجم کل مخزن^{۵۲} را به‌دست می‌آورند. بدین

دلیل که ضخامت مخزن در همه‌ی نقاط یکسان نیست ضریب دیگری در حجم مخزن ضرب می‌کنند تا حجم مفید مخزن^{۵۳} به دست آید.

$$GRV = AH \quad (ft^3) \text{ or } (acre \ ft) \text{ or } (m^3) \quad (1)$$

$$NRV = GRV \times \frac{N}{G} \quad (ft^3) \text{ or } (acre \ ft) \text{ or } (m^3) \quad (2)$$

در حالت کلی در روش حجمی از روابط ۳- تا ۶ برای تخمین ذخیره استفاده می‌شود [۴] که متغیرهای این روابط به قرار زیر هستند:

UR (Ultimate Recovery):

HCIIP (Hydrocarbon Initially In Place)

STOIP (Stock Tank Oil Initially In Place)

GIIP (Gas Initially In Place)

$$Re \ serve = UR - Cumulative \ production \ (stb) \ \text{or} \ (scf) \quad (3)$$

$$UR = HCIIP \times Recovery \ factor \ (stb) \ \text{or} \ (scf) \quad (4)$$

$$STOIP = GRV \frac{N}{G} \phi S_o \frac{1}{B_o} \quad (stb) \quad (5)$$

$$GIIP = GRV \frac{N}{G} \phi S_g \frac{1}{B_g} \quad (scf) \quad (6)$$

ضعف روش قطعی اینست که فقط یک عدد به‌عنوان ذخیره‌ی مخزن به‌دست می‌دهد. در حالی که متغیرهای مخزن عدم قطعیت دارند. وقتی متغیرهای فرمول عدم قطعیت داشته باشند بدین معنی است که هر متغیر یک تابع چگالی احتمال دارد که با توجه به داده‌های اندازه‌گیری شده به دست می‌آید. پس خروجی فرمول نیز یک تابع به‌عنوان چگالی احتمال دارد. در حالی که در روش قطعی به‌ازای هر متغیر موجود در فرمول، عددی به‌عنوان نماینده‌ی کل مخزن در نظر گرفته می‌شود و مقداری را به‌عنوان ذخیره مشخص می‌کند.

۵-۴- روش حجمی-تصادفی

در این روش مقدار ذخیره مانند روش قطعی مقداری مشخص نیست؛ بلکه محدوده و طیفی از جواب است که به‌ازای هر جواب یک احتمال وجود دارد. در روش تصادفی معمولاً از شبیه‌سازی مونت کارلو^{۵۴} استفاده می‌شود. در این روش ابتدا با توجه به داده‌های حاصل از مخزن و آزمایش‌ها، برای هر متغیر مخزنی موجود در رابطه‌ی ۵- یک تابع چگالی احتمال تعیین و با توجه به آن، عددی به‌صورت تصادفی انتخاب می‌شود. سپس متغیرها را در رابطه‌ی ۵- قرار می‌دهند و جواب به‌عنوان ذخیره‌ی مخزن ثبت می‌شود. اگر این فرآیند به تعداد دفعات زیاد مثلاً ده هزار مرتبه تکرار شود می‌توان برای ذخیره نیز یک تابع چگالی احتمال و متناظر با آن یک تابع احتمال تجمعی^{۵۵} به دست آورد. در شکل ۳- شماتیک کلی یک تابع

چگالی احتمال برای مقدار ذخیره نشان داده شده است [۱].

۵-۵-۳- شبیه‌سازی

در این روش ابتدا شکل هندسی مخزن را توسط بلوک‌هایی به‌نام گریدهای شبیه‌سازی به‌وجود می‌آورند. سپس متغیرهای مخزنی (تراوایی‌های نسبی، تخلخل، اشباع آب، اشباع نفت، اشباع گاز و ...) متناظر با هر گرید را به آن نسبت می‌دهند و سناریوهای مختلف روی مخزن پیاده می‌شوند. پس از آن، تعداد، مکان و نوع چاه‌ها (تزریقی یا تولیدی) و متغیرهای دیگر تعیین می‌شوند و با توجه به شرایط اولیه مخزن، معادلات حاکم بر جریان در محیط متخلخل در هر بازه‌ی زمانی حل شده و اشباع سیالات در زمان جدید به دست می‌آید. سپس فرآیند تطبیق تاریخچه انجام شده و عدم قطعیت متغیرها را کاهش می‌دهند.

تمامی روش‌های ذکر شده مزایا و معایبی دارند و نمی‌توان گفت کدام روش به‌صورت قطعی بهتر است. معمولاً باید همه‌ی این روش‌ها را انجام داد و نتایج آنها را با هم مقایسه و تحلیل کرد. نتایج باید به نوعی یکدیگر را تأیید کنند اما نباید انتظار داشت که عیناً برابر باشند؛ چراکه از روش‌های مختلفی به دست آمده‌اند.

۶- لحاظ کردن دو اثر مهم وابستگی و تجمع

تا اینجا مروری کلی بر روش‌های محاسبات نفت درجا انجام شد که در نتیجه‌ی آن به دلیل عدم قطعیت متغیرها، مقدار ذخیره نیز نباید عددی مشخص باشد؛ بلکه باید در محدوده‌ای از جواب با احتمال‌های مختلف باشد. یعنی مقدار ذخیره نیز باید با توابع چگالی احتمال و احتمال تجمعی بیان شود. همان‌طور که مشاهده شد در روش حجمی اگر از توابع توزیع متغیرهای مخزنی استفاده شود می‌توان تابع چگالی احتمال را برای ذخیره به دست آورد. در ادامه دو مبحث مهم در هنگام استفاده از روش‌های آماری ارائه می‌شود که نادیده گرفتن هر یک می‌تواند خسارات اقتصادی سنگینی تحمیل کند. زیرا مقدار ذخیره دور از واقعیت به دست آمده و تصمیمات بر اساس مقدار ذخیره‌ی غلط اتخاذ می‌شوند. این دو مورد وابستگی^{۵۹} و تجمع است که در ادامه توضیح داده خواهند شد.

۶-۱- وابستگی

همان‌طور که در تخمین ذخیره‌ی مخزن به روش حجمی از طریق محاسبات آماری گفته شد برای هر متغیر یک تابع توزیع در نظر گرفته می‌شود. هنگام استفاده از شبیه‌ساز مونت کارلو عددی تصادفی از تابع توزیع، انتخاب و در رابطه‌ی ۵- قرار داده می‌شود. اما نکته‌ی مهم اینست که برخی مواقع متغیرهای مخزنی با یکدیگر رابطه و همبستگی^{۶۰} دارند و این رابطه را باید با توجه به داده‌های آزمایشگاهی به دست آورد و بررسی کرد که آیا این متغیرها با هم رابطه دارند یا خیر؟ اگر رابطه‌ای نباشد باید مثل آنچه قبلاً گفته

۵-۵- روش‌های مبتنی بر عملکرد تولیدی

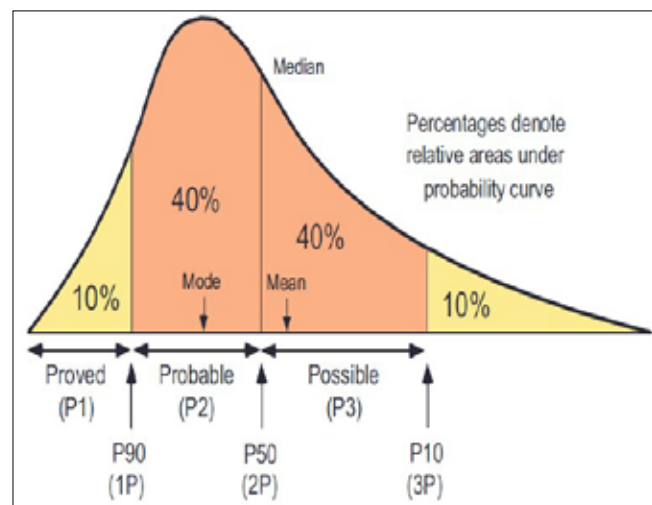
روش‌های مبتنی بر عملکرد تولیدی مخزن هنگامی به کار می‌روند که مدتی از عمر مخزن گذشته باشد و اطلاعات مربوط به نرخ تولید سیالات و فشار مخزن در تاریخچه‌ی تولید مخزن مشخص باشد. روش‌های مبتنی بر عملکرد مخزن شامل روش موازنه‌ی جرم^{۵۶}، روش تحلیل نمودار کاهش تولید^{۵۷} و روش شبیه‌سازی مخزن^{۵۸} است.

۵-۵-۱- روش موازنه‌ی جرم

در این روش با توجه به آنکه جرم سیالات درون مخزن در لحظه‌ی اولیه (قبل از تولید) برابر است با جرم سیالات درون مخزن (حین تولید) به‌علاوه‌ی جرم سیالات تولید شده از ابتدای عمر مخزن تا کنون، با نوشتن موازنه‌ی جرم و با استفاده از داده‌های تولیدی و خواص سنگ و سیال، نمودارهای مربوطه رسم شده و مقدار بازیافت نهایی مخزن به دست می‌آید. باید توجه کرد که هرچه تعداد داده‌های تولیدی بیشتر باشد جواب دقیق‌تری حاصل خواهد شد.

۵-۵-۲- روش مبتنی بر تحلیل نمودار کاهش تولید

در این روش داده‌های نرخ تولید را بر حسب زمان برای یک چاه رسم می‌کنند و رابطه‌ی بین فشار و زمان به دست می‌آورند. با توجه به این رابطه با فرض ثابت ماندن رفتار چاه تولیدی، نرخ تولید در آینده پیش‌بینی می‌شود. در این روش بسته شدن چاه را زمانی در نظر می‌گیرند که پس از آن شرایط تولیدی از نظر اقتصادی به‌صرفه نباشد؛ یعنی با کاهش نرخ تولید به کمتر از حد نرخ اقتصادی معمولاً جواب حاصل از این روش تقریباً برابر با 2P است.



۳ | توزیع احتمال برای ذخیره‌ی یک مخزن

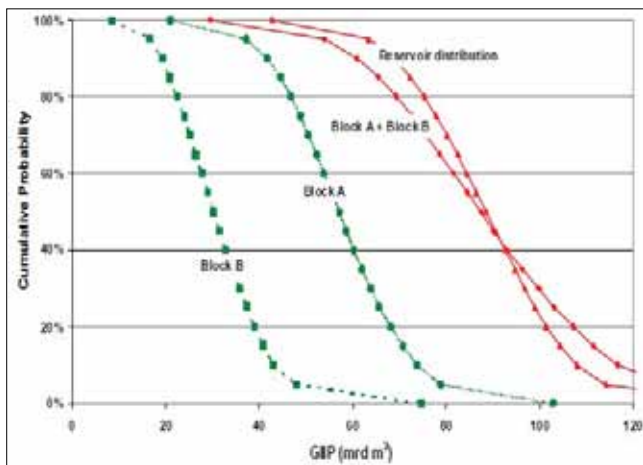
و آماری همان میانگین واقعی است که مقدار آن در جمع جبری و آماری یک مقدار برابر به در ست می آید.

همان طور که مشخص است برای مقادیر کمتر از میانگین، حاصل جمع آماری بیشتر از حاصل جمع جبری است و مقادیر قبل از میانگین به طرف میانگین میل می کنند و افزایش می یابند. برای مقادیر بیشتر از میانگین، حاصل جمع آماری کمتر از حاصل جمع جبری است و این مقادیر کاهش یافته و به سمت میانگین میل می کنند. هر چه تعداد بلوک هایی که ذخایر آنها جمع می شود بیشتر باشد شدت این اثر بیشتر است. همان طور که گفته شد این پدیده با استفاده از قضیه ی حد مرکزی اثبات می شود.

جمع بندی مبحث تجمع اینست که حاصل جمع آماری دقیق تر و بهتر از حاصل جمع جبری است؛ زیرا اثر تجمع ناشی از قضیه ی حد مرکزی، قضیه ی آماری اثبات شده ای است. به طور خلاصه اگر ذخایر اثبات شده یا همان 1P جمع جبری شوند حاصل جمع کمتر از حاصل جمع آماری است و اگر ذخایر محتمل یا همان 2P جمع جبری شوند این حاصل جمع را به طور تقریبی برابر با همان حاصل جمع آماری در نظر می گیرند و در نهایت اگر ذخایر ممکن یا همان 3P جمع جبری شوند این حاصل جمع بیشتر از حاصل جمع آماری است. در اصل، استفاده از جمع جبری، مقادیر کمتر از 2P را کمتر از حد و مقادیر بیشتر از 2P را بیشتر از حد نشان می دهد. هنگامی که ذخایر کل کشور مورد بحث است این اثر خود را به شکل تخمین بیش از حد ذخایر نشان می دهد. چراکه ذخایر ایران بیشتر به صورت 3P برآورد می شوند و هنگام تجمع خود به خود و به دلایل پیش گفته بیش از حد تخمین زده می شوند.

نتیجه گیری

تخمین مقدار ذخیره نه تنها در امور فنی بلکه در امور اقتصادی و



۴ | نمایش اثر تجمع بر مجموع ذخیره ی دو بلوک B و A

شد عمل نشود. اما در صورت وجود رابطه باید فقط برای یکی از این دو متغیر از تابع توزیع استفاده شود و برای به دست آوردن دیگری باید از رابطه ی بین دو متغیر استفاده کرد. اگر داده ها همبستگی داشته باشند اما این همبستگی لحاظ نگردد مقدار ذخیره اشتباه برآورد می شود. زیرا پس از انتخاب تصادفی متغیر اول، انتخاب تصادفی متغیر دوم صحیح نیست؛ چراکه متغیر دوم به متغیر اول وابسته است و باید با استفاده از رابطه بین دو متغیر محاسبه شود. این مورد هنگام تخمین مقدار ذخیره با استفاده از روابط اتفاق می افتد.

۶-۲- تجمع

تجمع زمانی اتفاق می افتد که جهت به دست آوردن ذخیره ی کل مقدار ذخایر هر میدان یا مخزن با یکدیگر جمع گردند. مثلاً مقدار ذخایر مخازن را جمع می کنند تا مقدار ذخایر میدان به دست آید. یا اینکه در سطح بالاتر، مقدار ذخایر میدان را جمع می کنند تا مقدار ذخیره ی کشور به دست آید. از آنجا که ذخایر عدم قطعیت دارند و تابع چگالی احتمال است نمی توان به روش معمولی آنها را جمع کرد؛ بلکه باید آنها را جمع آماری نمود. اگر به جای جمع آماری از جمع جبری استفاده شود مقدار ذخایر می تواند کمتر یا بیشتر از مقدار واقعی گزارش می شود. اثر تجمع بر اساس قضیه ی آماری به نام قضیه ی حد مرکزی بررسی می گردد. طبق این قضیه اگر میانگین و واریانس تعدادی متغیر تصادفی مستقل، به طور مشخص تعریف شده باشد (یعنی عدد مشخصی باشد)، اگر آن متغیرها را با هم جمع کنیم (فارغ از اینکه متغیرهای تصادفی تابع توزیعی نرمال، لگاریتمی، پیوسته، گسسته و ... داشته باشند)، سری حاصل جمع، تابع توزیع نرمال دارد. هر چه تعداد متغیرهای تصادفی بیشتر باشد تابع توزیع سری حاصل جمع بیشتر شکل زنگوله ای به خود می گیرد. منظور از اینکه سری حاصل جمع، تابع توزیع نرمال دارد اینست که مقادیر سری حاصل جمع به سمت میانگین میل می کنند. یعنی تابع سری حاصل جمع محدود تر می شود، واریانس کاهش یافته و در نتیجه ریسک کمتر می شود. در حالی که اگر برای متغیرهای تصادفی از جمع جبری استفاده شود تابع توزیع سری از مقدار میانگین دور می شود. در ادامه با ذکر مثالی از راهنمای کاربردی سیستم مدیریت منابع نفتی، کاربرد این قضیه در تخمین مقدار ذخایر بررسی خواهد شد.

فرض کنید دو بلوک گازی A و B داریم که تابع توزیع تجمعی آنها در شکل ۴-۱ ارائه شده است [۲]. همان طور که در شکل نشان داده شده جهت محاسبه ی مجموع ذخایر دو روش جبری و آماری وجود دارد که روش جبری درست نیست و محل تقاطع دو نمودار جبری

آوردن مقدار کل ذخیره‌ی اثبات‌شده باید مقادیر ذخیره‌ی اثبات‌شده یا همان 1P مخازن را جمع جبری کرد. 3P یعنی به احتمال ۱۰ درصد مقدار ذخایر بیشتر از مقدار گزارش شده است. به عبارت دیگر اگر مقدار 3P در محاسبات و ارزیابی‌های اقتصادی قرار گیرد و برنامه‌ریزی‌های کلان کشور بر اساس درآمد حاصل از آن انجام شود کشور ریسک بسیار زیادی را متحمل می‌شود. ■

قراردادی نیز بسیار حائز اهمیت است. نباید فقط یک عدد به عنوان ذخیره تخمین زده شود و ارزیابی‌های بعدی با توجه به آن صورت گیرد؛ بلکه باید محدوده‌ی ذخیره و عدم قطعیت آن محاسبه و ارائه گردد و ارزیابی‌ها، قراردادها و سرمایه‌گذاری‌ها با توجه به احتمالات و استانداردهای مدیریت پروژه انجام شوند. تحلیل‌ها بر اساس سه عدد به عنوان ذخیره‌ی اثبات‌شده، ذخیره‌ی محتمل و ذخیره‌ی ممکن انجام می‌شوند. برای به دست

پانویس‌ها

- | | |
|---|---|
| 1. hossein.barati72@gmail.com | 31. Petroleum Accumulation |
| 2. Petroleum Resources Management System (PRMS) | 32. maturity |
| 3. Aggregation | 33. Reserves |
| 4. Master Development Plan (MDP) | 34. Contingent Resources |
| 5. Volumetric flow (STB/Day) | 35. Prospective Resources |
| 6. Proved Reserve or Proved (1P) | 36. Low estimate |
| 7. Probable Reserve or Proved+Probable (2p) | 37. Best estimate |
| 8. Possible Reserve or Proved+Probable+Possible (3p) | 38. High estimate |
| 9. British Petroleum (BP) | 39. Commerciality |
| 10. Probabilistic Summation | 40. Sub Commercial |
| 11. Accumulation | 41. Recovery Factor |
| 12. Original Resources | 42. Analogy Methods |
| 13. Reserve | 43. Volumetric Methods |
| 14. Society of Petroleum Engineering | 44. Performance Methods |
| 15. Reserves Estimation | 45. Analogous Reservoir |
| 16. Classification | 46. Drive Mechanism |
| 17. Categorization | 47. Deterministic |
| 18. Uncertainty Range | 48. Stochastic |
| 19. Petroleum Resources Management System (PRMS) | 49. Stock Tank Oil Initially in Place (STOIIP) |
| 20. American Association of Petroleum Geologists (AAPG) | 50. Gas Initially in Place (GIIP) |
| 21. World Petroleum Council (WPC) | 51. Recovery Factor |
| 22. Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) | 52. Gross Rock Volume (GRV) |
| 23. US Security and Exchange Commission (SEC) | 53. Net Rock Volume (NRV) |
| 24. UK Statement of Recommended Practices (SORP) | 54. Monte Carlo Simulation |
| 25. Canadian Security Administrators (CSA) | 55. Cumulative Distribution Function (CDF) |
| 26. Russian Ministry of Natural Resources (RF) | 56. Material Balance Method |
| 27. China Petroleum Reserves Office (PRO) | 57. Decline Curve Analysis (Decline Trend Analysis) |
| 28. Norwegian Petroleum Directorate (NPD) | 58. Reservoir Simulation |
| 29. United States Geological Survey (USGS) | 59. Dependency |
| 30. United Nations Framework Classification (UNFC) | 60. Correlation |

منابع

- [1] Demirmen, F. (2007). Reserves estimation: the challenge for the industry. *Journal of Petroleum Technology*, 59(05), 8089-.
- [2] Guidelines for Application of Petroleum Resources Management System (November 2011)
- [3] Society of Petroleum Engineers, Oil and Gas Reserves Committee (OGRC), "Mapping" Subcommittee (December 2005), Comparison of Selected Reserves and Resources Classifications and Associated Definitions
- [4] Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008). *Hydrocarbon exploration and production* (Vol. 55). Elsevier.
- [5] US Security and Exchange Commission (SEC) Form 10-K
- [6] Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook, Volume 1: Reserves Definitions and Evaluation Practices and Procedures, chapter 5, p 55- & p 56-
- [7] Ahmed, T. (2006). *Reservoir engineering handbook*. Gulf Professional Publishing, p 4315/