

## تخمین اولیه توان تولید میداین هیدروکربوری

وحید دخانی، صبا دلفانی، مدیریت نظارت بر تولید نفت و گاز، شرکت ملی نفت ایران

### چکیده

با افزایش فعالیت‌های اکتشافی در دهه گذشته در نواحی دارای پتانسیل یافت هیدروکربن، به تولید رساندن میداین جدید اکتشافی هم‌چنان به عنوان یک چالش باقی مانده است. به دلیل طولانی بودن روند انجام مطالعات مخازن، امکان تخمین اولیه از قابلیت تولید میداین جدید کشف شده، برای برنامه‌ریزی‌های آتی و نیز تحلیل‌های اقتصادی می‌تواند کاربردی باشد. هدف این مقاله، استفاده از الگوی ارائه شده توسط Sandrea برای تخمین زود هنگام توان تولید، در میداین انتخاب شده نفت و گاز ایران است. الگوی به‌دست آمده در این تحقیق، برای حوزه‌های نفتی با ذخیره کمتر از ۲/۴ میلیارد بشکه معتبر است. الگوی مشابهی برای میدان‌های گازی مناطق خشکی با ذخیره کمتر از ۲۳ تریلیون فوت مکعب نیز به‌دست آمد. استفاده از روابط مذکور برای پیش‌بینی توان حداکثر تولید میداین جدید اکتشافی نفت و گاز جنوب ایران کاربرد ویژه‌ای نیز خواهد داشت. مقایسه رابطه به دست آمده برای برخی میداین‌های گازی ایران با نتایج مقالات منتشر شده در این زمینه نشان می‌دهد که روند تغییرات ذخیره بر حسب اوج تولید در میداین‌های گازی ایران، روندی مشابه ولی با توان تولیدی کمتر را دنبال می‌کند. این موضوع می‌تواند امکان افزایش تولید در برخی از میداین‌ها را نشان دهد. البته باید توجه کرد که به دلیل عدم تقاضای مصرف داخلی، شرایط لازم برای دست‌یابی به اوج تولید در میداین‌های گازی خشکی ایران نیز مهیا نشده است.

واژه‌های کلیدی | ذخیره نهایی، توان تولید، تاریخچه تولید.

### مقدمه

ذخیره کمتر از ۰/۲۵ تریلیون فوت مکعب دارند. در حدود ۱۲ درصد ذخایر گاز دنیا در میداین‌های گازی کوچک واقع شده است. از سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۹، بیش از ۵۲۰ میدان‌های گازی در سراسر دنیا کشف شده است که ۲۹ میدان، ذخیره‌ای بیش از ۳/۵ تریلیون فوت مکعب داشته (میداین عظیم) و سهم ۷۵ درصد از کل ذخایر اکتشاف شده را به خود اختصاص داده‌اند [۲]. عظیم‌ترین میدان‌های گازی کشف شده در این مدت، میدان «عثمان-یولوتان» جنوبی در ترکمنستان با ذخیره حدود ۲۶۵ تریلیون فوت مکعب بوده است. در دهه گذشته (۲۰۰۰ تا ۲۰۰۹) رشد ذخایر اثبات شده دنیا، بیانگر رشد متوسطی به میزان Tcf<sup>۳</sup> ۱۳۰ در سال بوده است. این در حالی است که در همین مدت نرخ تخلیه (تولید) مخازن گازی در حدود Tcf ۹۷ در سال بوده است. به عبارتی می‌توان گفت که معادل سه چهارم حجم ذخایر کشف شده در این مدت، برداشت شده است.

در حالی که اکتشاف ذخایر گازی در دهه گذشته عمدتاً در خشکی صورت گرفته، اما بیش از ۹۰ درصد مخازن جدید کشف شده نفتی در سراسر دنیا در نواحی دریایی گزارش شده‌اند. اکتشاف ذخایر در دریا

تولید گاز از منابع مختلفی همچون گازهای همراه نفت خام، میداین مستقل گازی، میداینی که شامل لایه‌های گازی و نفتی هستند و نیز منابع غیر متداول (شیل‌های گازی و لایه‌های بستر ذغالی<sup>۲</sup>) صورت می‌گیرد. در حال حاضر گازهای همراه نفت خام حدود ۱۶ درصد تولید گاز دنیا را شامل می‌شوند. این رقم در کشورهای دنیا متفاوت است به گونه‌ای که روسیه و آمریکا به ترتیب ۱۰ و ۲۵ درصد تولید گاز خود را از منابع گازهای همراه نفت خام تأمین می‌کنند. در ایران سهم گازهای همراه در تأمین گاز کشور از ۲۰ درصد در سال ۸۶ به ۱۷ درصد در سال ۸۹ کاهش یافته که این امر با افزایش تولید از منابع گازی مستقل، میسر شده است. تعداد میداین‌های گازی مستقل (غیر همراه) در سراسر دنیا، ۲۸ هزار میدان گزارش شده است که از این تعداد ۳۶۵ میدان در زمره میداین عظیم به شمار می‌روند. در حال حاضر این میداین ۷۵ درصد ذخایر نهایی کشف شده گاز دنیا را شامل می‌شوند. واژه «میداین عظیم» به میدان نفتی یا گازی اطلاق می‌شود که ذخیره آن بیش از ۵۰۰ میلیون بشکه معادل نفت خام (یا ۳/۵ تریلیون فوت مکعب گاز) باشد. میداین‌های گازی کوچک عمدتاً



از نتایج و تجارب به دست آمده در مقالات منتشر شده قبلی، سعی دارد روشی برای تخمین ذخیره میدان نفتی و گازی ایران به دست آورد.

## ۲- مدل تخمین اولیه پتانسیل تولید میدان هیدروکربوری

در سال ۲۰۰۶، Sandra با استفاده از مدل Hubbert ثابت کرد که رابطه ذیل برای پیش‌بینی حداکثر توان تولید میدان هیدروکربوری برقرار است:

$$q_{\max} = \alpha K^b \quad (1)$$

در رابطه فوق  $K$ : ذخیره نهایی میدان (میلیارد بشکه)،  $q_{\max}$ : حداکثر توان تولید میدان (میلیون بشکه در روز) و  $a$  و  $b$ : ضرایب ثابتی هستند که از تطابق مدل با داده‌های قابل اعتماد تولید از میدان قبلی به دست می‌آیند. وی سپس این ایده را در مورد میدان نفتی و گازی توسعه داد. در بررسی‌های وی، ذخیره نهایی میدان به روش نمودارهای تحلیل کاهش تولید به دست آمده بود، اما ارقام اوج میدان از گزارش‌های رسمی شرکت‌ها استخراج شده بودند.

## ۱-۲- تخمین توان تولید میدان نفتی

در مطالعه Sandra، هشت میدان نفتی را که ذخایر آنها بین ۰/۷ تا ۱۵ میلیارد بشکه بود و تاریخچه تولید دقیقی از آنها در اختیار بود، انتخاب شده است (جدول ۱). با ترسیم حداکثر تولید میدان مذکور بر حسب ذخیره نهایی در مقیاس لگاریتمی رابطه زیر به دست می‌آید (شکل ۱):

$$q_{\max} = 4.443K^{0.612} \quad (2)$$

ضریب همبستگی در رابطه مذکور، ۰/۹۸۷ می‌باشد. با مقایسه مقادیر محاسبه شده مدل با مقادیر تولید حداکثری میدان مورد بررسی،

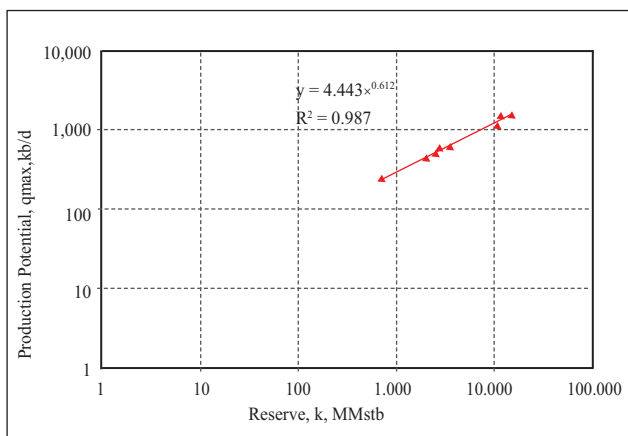
و حفاری چاه‌های دریایی به مراتب بیشتر از عملیات مشابه در خشکی هزینه بر دارد. به طور مثال هزینه حفاری یک چاه در آب‌های عمیق، حتی به ۱۰۰ میلیون دلار نیز بالغ می‌گردد [۱]. به طور معمول بعد از حفاری موفقیت آمیز چاه‌های اکتشافی، بسته به ابعاد میدان، یک یا دو چاه دیگر اکتشافی و یا دو چاه ارزیابی در میدان، حفر شده تا اطلاعات لایه آزمایشی میدان تکمیل شده و زمینه برای کسب اطلاعات ذخیره و توان تولید میدان فراهم شود. فاز ارزیابی مخازن جدید معمولاً بین ۲ تا ۵ سال بعد از زمان کشف مخزن به طول می‌انجامد. بر این اساس، کسب اطلاعات ذخیره میدان کشف شده و تعیین توان تولید میدان جدید، به‌ویژه در نواحی دریایی، هزینه‌بر است. بنابراین امکان تخمین اولیه از قابلیت تولید میدان جدید کشف شده برای برنامه ریزی‌های آتی و نیز تحلیل‌های اقتصادی می‌تواند کاربردی باشد.

هدف این مقاله استفاده از الگوی ارائه شده توسط Sandra برای تخمین زود هنگام توان تولید در میدان انتخاب شده نفت و گاز ایران است.

## ۱- روش‌های تخمین ذخیره میدان

به طور معمول سه روش برای تخمین ذخیره میدان هیدروکربوری وجود دارد. روش‌های «محاسبه حجمی» و «موازنه مواد» به اطلاعات ویژه زمین‌شناسی و مهندسی مخزن نیازمندند که به طور عمده به تجهیزات توانایی و تخصص شرکت بهره‌بردار بستگی دارد.

تنها روش تخمین مستقیم ذخیره میدان، استفاده از روش «نمودارهای تحلیل کاهش تولید» است. گرچه این روش فقط نیازمند تاریخچه تولید میدان است، اما همین امر تخمین دقیق از ذخیره میدان را وابسته به زمان می‌سازد. همچنین پراکندگی اطلاعات چاه‌ها و دقت اندازه‌گیری تولید نیز از عوامل مؤثر در برآورد به کمک این روش است. این مقاله با استفاده



۱ | رابطه اوج تولید و ذخیره در برخی میدان‌های نفتی جهان

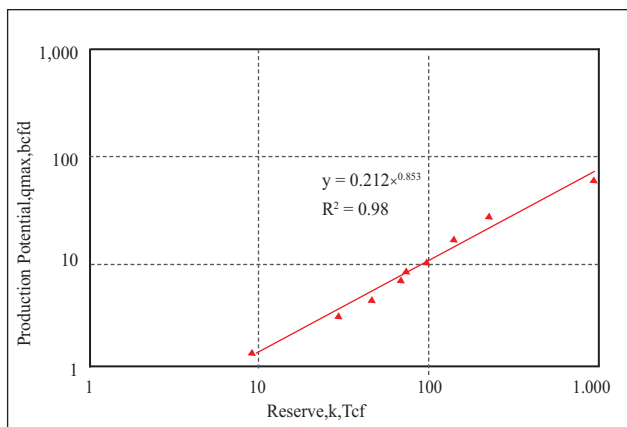
تفاوت مقدار واقعی و تخمین اوج تولید بر حسب درصد (%)	اوج تولید تخمینی (هزار بشکه در روز)	اوج تولید واقعی میدان (هزار بشکه در روز)	ذخیره، میلیون بشکه معادل	آغاز تولید	کشور	
۱/۲	۲۴۴/۸۴	۲۵۰	۷۰۰	۱۹۹۲	کلمبیا	Cusiana
۴/۳	۴۶۵/۴۹	۴۵۰	۲۰۰۰	۱۹۸۶	ونزوئلا	Furrial
۷/۰	۵۳۳/۶	۵۳۰	۲۵۰۰	۱۹۷۵	انگلستان	Forties
۸/۶	۵۵۹/۳۳	۶۰۰	۲۷۰۰	۱۹۹۱	برزیل	Marlim
۴/۲	۶۵۵/۶۱	۶۴۰	۳۵۰۰	۱۹۸۰	نروژ	Statfjord
۷/۱۱	۱۲۸۴/۲۳	۱۱۵۰	۱۰۵۰۰	۱۹۸۰	مکزیک	Cantarell
۱۲/۹	۱۳۵۰/۵۲	۱۵۵۰	۱۱۴۰۰	۱۹۷۷	آمریکا	Prudhoe Bay
۰/۲	۱۵۹۷/۵۱	۱۶۰۰	۱۵۰۰۰	۱۹۵۰	روسیه	Romashkino

ایران انجام شد. ابتدا مخازنی که تاریخچه تولید مناسبی از آنها در اختیار بود برای این تحقیق انتخاب شدند. با ترسیم حداکثر نفت خام بر حسب ذخیره میادین، مشخص شد که برای یافتن رابطه معینی بین دو پارامتر فوق، بایستی معیاری برای انتخاب مخازن تعیین شود. بر همین اساس مخازنی که لایه های تولیدی آنها آهکی-دولومیتی، آهکی و یاریف آهکی بوده و قدرت آبدۀ متوسط و قوی داشتند، برای مطالعه بیشتر برگزیده شدند. رابطه حاصل از اوج تولید و ذخیره نهایی برخی میادین نفتی ایران در شکل ۲ با ضریب همبستگی ۰/۹۲ ارائه شده است.

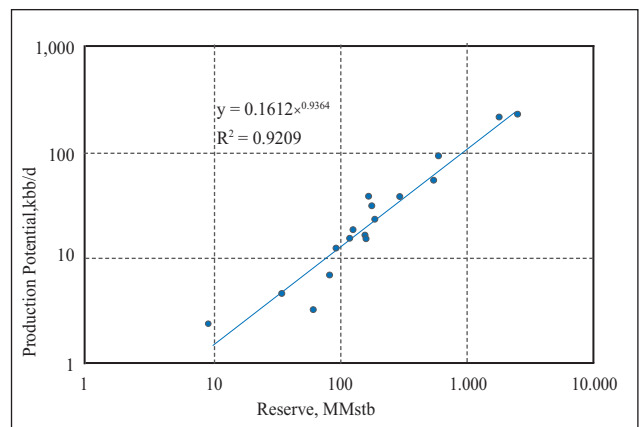
برای مقایسه بهتر، روند تغییرات ذخیره و اوج تولید برای میادین انتخاب شده داخلی و میادین انتخاب شده Sandra در همان زمان در شکل ۲ ترسیم شدند. همان‌طور که دیده می‌شود عرض از مبدأ (یا توان اولیه تولید) در میادین داخلی بسیار کمتر از نظایر آن در میادین خارجی است؛ گرچه شیب این رابطه در میادین داخلی بیش از مشابه آن در

انحراف متوسط این رابطه ۵ درصد (بازه اختلاف بین ۰/۲ تا ۱۳ درصد) خواهد بود. وی همچنین به منظور مقایسه دقت این مدل، از رابطه ۲ برای ارزیابی ۱۸ میدان جدید که در دهه گذشته به بهره‌برداری رسیده بودند، نیز استفاده کرد. این نکته قابل ذکر است که توان تولید حداکثری این میادین تنها بر اساس مطالعات و ظرفیت اسمی تسهیلات بهره‌برداری آنها گزارش شده و معمولاً بین ۱۰-۱۵ درصد کمتر از توان واقعی میادین در اوج تولید خواهد بود. پیش‌بینی مدل در تخمین توان حداکثری ۱۸ میدان مذکور، بیشتر از ظرفیت گزارش شده تولید به دست آمد که بنا به گفته قبل قابل توجه است. همچنین انحراف میانگین پیش‌بینی مدل و ارقام اسمی میادین، حدود ۱۷/۵ درصد بوده است [۱].

لازم به ذکر است، قدرت پیش‌بینی مدل بستگی مستقیم به دقت ارقام ذخیره میدان دارد. در نظر گرفتن ارقام ذخیره میادین با یک رقم اعشار می‌تواند به خطای ذاتی «۵ درصدی» در پیش‌بینی توان اوج تولید منجر شود. همین بررسی بر روی برخی از میادین نفتی توسعه یافته جنوب



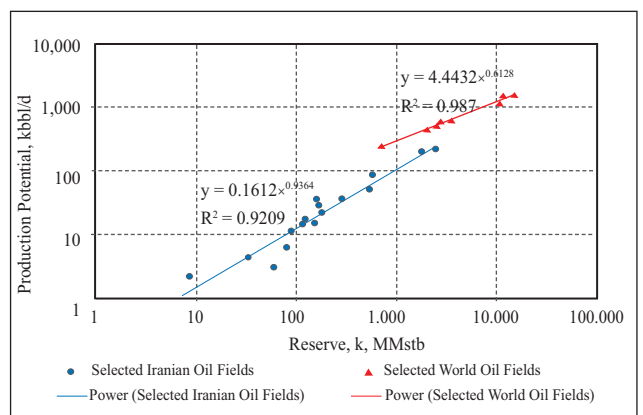
شکل ۱ | توان تولید بر حسب ذخیره در برخی میادین گازی دنیا



شکل ۲ | مقایسه رابطه اوج تولید و ذخیره در برخی میادین نفتی ایران

جدول ۲ | ذخایر و اوج تولید میادین گازی انتخاب شده توسط Sandra

میدان	کشور	ذخیره (تریلیون فوت مکعب)	اوج تولید واقعی میدان (میلیارد فوت مکعب در روز)
Urengoy	روسیه	۲۲۲	۲۸
Yamburg	روسیه	۱۳۸	۱۷
Groningen	هلند	۷۳	۸/۶
Medvezhye	روسیه	۶۸	۷/۱
Orenburg	روسیه	۴۵	۴/۶
Shatlyk	ترکمنستان	۲۹	۳/۳
Samotlor	روسیه	۹	۵/۱
همه میادین متداول	آمریکا	۹۲۰	۶۰
همه میادین	انگلستان	۹۵	۴/۱۰



شکل ۳ | مقایسه رابطه اوج تولید و ذخیره در برخی میادین نفتی ایران و میادین بررسی شده توسط Sandra



در رابطه قبل (۳)،  $K$  بر حسب تریلیون فوت مکعب و  $q_{max}$ ، میلیارد فوت مکعب در روز می‌باشند. ضریب همبستگی در این رابطه ۰/۹۸ گزارش شده است.

وی از رابطه استخراج شده به دو گونه استفاده کرد. ابتدا تفاوت مقدار واقعی حداکثر تولید و مقدار پیش بینی شده میدان انتخاب شده را مورد بررسی قرار داد. سپس از رابطه مذکور برای پیش بینی توان تولید میدان اکتشاف شده جدید (۲۰۰۹-۲۰۰۰) استفاده کرد. همین روش برای تعدادی از میدان‌های گازی توسعه یافته در مناطق خشکی ایران نیز به کار گرفته شد. لازم به ذکر است، مطابق گزارش‌های مطالعات جامع میدان، تغییراتی در ذخایر برخی میدان‌ها در سال‌های اخیر اتفاق افتاده که همین امر سبب می‌شود تا در نمودار اوج تولید بر حسب ذخیره میدان مذکور ضریب همبستگی کمتر شود (شکل ۵).

برای بررسی بیشتر عملکرد میدان‌های مذکور، مقایسه‌ای بین نتایج منتشر

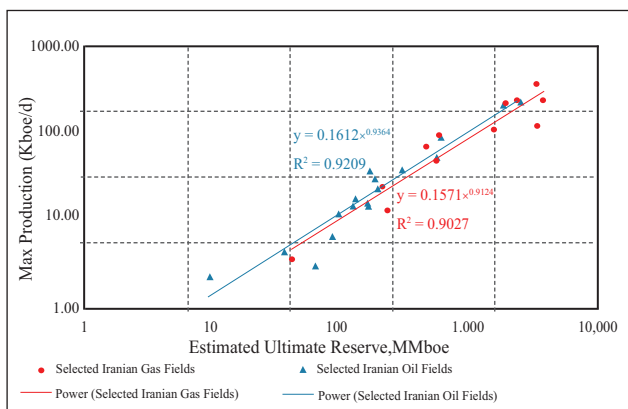
میدان خارجی است. البته باید توجه کرد که رابطه مذکور برای میدان نفتی ایران با ذخیره کمتر از ۲/۵ میلیارد بشکه حاصل شده است.

## ۲-۲- تخمین توان تولید میدان‌های گازی

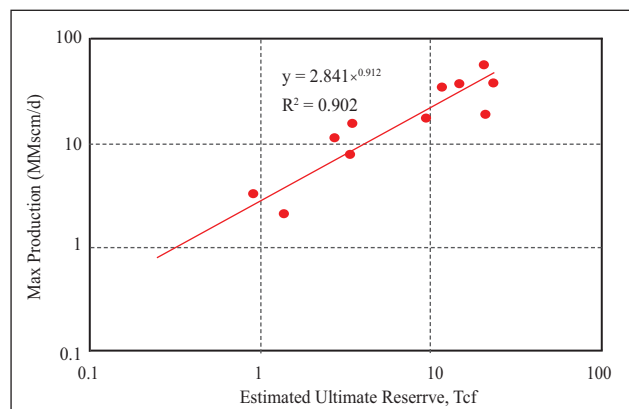
در خصوص روابط مذکور در میدان‌های گازی، Sandraea در مطالعه دیگری، هفت میدان و مجموعه ذخایر گازی متداول آمریکا و کل ذخایر انگلستان را به عنوان نمونه‌های قابل اتکا برگزید [۲]. در مجموعه گردآوری شده، ذخایر نهایی میدان، از نمودارهای تحلیلی کاهش تولید، استخراج شده بود. ذخایر نهایی میدان انتخاب شده، بازه‌ای بین ۹ تا ۹۲۰ تریلیون فوت مکعب را پوشش می‌دهند (جدول ۲).

از ترسیم ذخیره میدان بر حسب اوج تولید رابطه زیر به صورت زیر به دست آمد (شکل ۱):

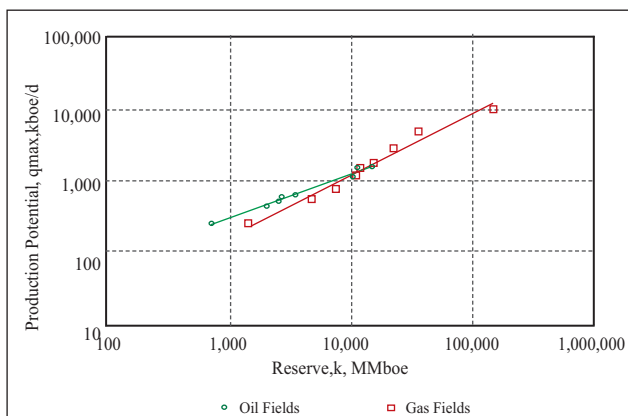
$$q_{max} = 0.212K^{0.853} \quad (۳)$$



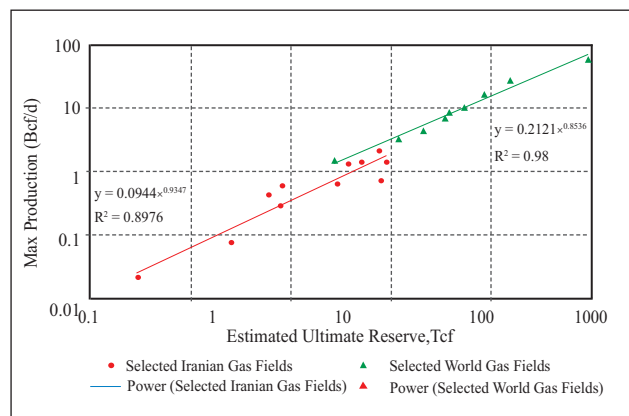
شکل ۸ | مقایسه رابطه اوج تولید و ذخیره در برخی میدان‌های نفتی و گازی ایران



شکل ۹ | اوج تولید بر حسب ذخیره در برخی میدان‌های گازی مناطق خشکی ایران



شکل ۷ | مقایسه رابطه پتانسیل اوج تولید و ذخیره در میدان‌های نفتی و گازی بررسی شده توسط Sandraea



شکل ۶ | مقایسه رابطه اوج تولید و ذخیره در برخی میدان‌های گازی ایران و میدان‌های بررسی شده توسط Sandraea

و «اوج تولید» در مخازن گازی، نسبت به مخازن نفتی مورد بررسی، از شیب بیشتری برخوردار است. نقطه تقاطع مخازن نفت و گاز در ذخیره ۱۰ میلیارد بشکه معادل نفت خام (۶۰ Tcf) رخ می‌دهد. در مخازن گازی با ذخیره بیشتر از ۱۰ میلیارد بشکه معادل نفت خام، توان اوج تولید بیشتر از نفت دیده می‌شود.

بررسی مشابهی بر روی مخازن مورد مطالعه: میادین نفتی (آهکی-دولومیتی) و میادین گازی (آهکی-دولومیتی) ایران، صورت گرفت. نتایج این مقایسه در شکل ۸ بر حسب بشکه معادل نفت خام ترسیم شده است. بررسی روند تغییرات ذخیره، بر حسب اوج تولید مخازن نفت و گاز در شکل ۸ (در بازه ذخایر بررسی شده)، نقطه تقاطع مشخصی به دست نمی‌دهد. از سوی دیگر بر اساس یافته‌های Sandra، انتظار می‌رفت که شیب نمودار گاز بیشتر از نفت باشد که در اینجا نتیجه‌ای بر عکس مشاهده می‌شود. به نظر می‌رسد در میادین مورد مطالعه، الگوی تولید مخازن نفت و گاز ایران از روند ثابتی (و نه نظیر آنچه که در کار Sandra دیده می‌شود) تبعیت می‌کند.

#### نتیجه‌گیری

۱. در این تحقیق رابطه مشخصی از ترسیم «ذخیره» بر حسب «اوج تولید» برای برخی از میادین نفت و گاز ایران به دست آمد. روابط مذکور برای میادین نفتی با ذخیره بین ۰/۱ تا ۲/۵ میلیارد بشکه و میادین گازی با ذخیره بین ۰/۳ تا ۲۳ تریلیون فوت مکعب برقرار است.  
 ۲. استفاده از روابط مذکور برای پیش‌بینی توان حداکثر تولید میادین جدید اکتشافی نفت و گاز جنوب ایران کاربرد ویژه‌ای خواهد داشت.  
 ۳. مقایسه روابط ترسیم شده ذخیره میدان بر حسب اوج تولید در مخازن گازی مناطق خشکی ایران و مقالات منتشر شده قبلی، بیانگر نیاز به بازنگری جامع در اطلاعات مخازن گازی این ناحیه، برای تعیین توان تولید واقعی و حداکثری آنها در آینده است.

شده Sandra و نتایج این تحقیق صورت گرفت که نتایج آن در شکل ۶ آورده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، سایر میادین گازی دنیا (با وجود اینکه ذخایر آن عمدتاً بیشتر از ۱۰ Tcf بوده است) در یک روند منطقی قرار گرفته و با فرض ثابت بودن این روند، در مخازن کمتر از ۱۰ Tcf، به ازای مقدار ذخیره مشخص هیدروکربوری، توان تولید بیشتری را ایجاد می‌کنند. توجه این امر در مخازن داخلی ما شاید به دو گونه متصور باشد:

**اول آنگه** تولید حداکثری میادین گازی ما به دلیل محدود بودن به مصارف داخلی، تابعی از تقاضای بخش مصرف داخلی کشور می‌باشد. لازم به ذکر است که توان تولید برخی از میادین گازی، از رقم متوسط سالیانه محقق شده در سال‌های تاریخچه تولید آنها، بیشتر بوده است؛ ولی به دلیل عدم تقاضای مصرف منظم در طول سال، توان تولید حداکثری خود را به عرصه ظهور نرسانده‌اند.

**دوم اینکه** تخمین ذخایر نهایی میادین گازی در بررسی‌های سالیانه، پس از انجام مطالعات مخازن، دچار تغییر شده و نتیجه دقیق آن عمدتاً در نیمه دوم عمر میدان مشخص می‌شود. بدیهی است که اوج تولید یک میدان نیز تابعی از شناخت دقیق از مقدار ذخیره و برنامه تولید تنظیم شده با آن خواهد بود.

بررسی دیگری که Sandra انجام داد مقایسه روابط بین ذخیره و اوج تولید در میادین گازی و نفتی بود. وی در بررسی‌های خود ترکیبی از میادین ماسه سنگی و کربناته (نفتی و گازی) را در نظر گرفته بود تا احتمال تأثیر نوع سنگ را در رابطه بین «ذخیره» و «اوج تولید» بررسی کند. در نتایج منتشر شده (شکل ۱ و ۴)، تفاوت مشخصی که حاکی از تأثیر نوع سنگ در این رابطه باشد دیده نمی‌شود. وی با استفاده از تعریف بشکه معادل نفت خام (هر ۶۰۰۰ فوت مکعب گاز معادل یک بشکه نفت خام است) نتایج بررسی‌های قبلی خود را به صورت شکل ۷ ارائه کرد. همان‌طور که ملاحظه می‌شود، روند تغییرات رابطه «ذخیره»

#### پانویس‌ها

<sup>1</sup>dokhani@nioc.ir

<sup>2</sup>Coal Bed Methane

<sup>3</sup>Trillion cubic feet (تریلیون فوت مکعب)

<sup>4</sup>Decline Curve Analysis

<sup>5</sup>Conventional

#### منابع

[1] R. Sandra, Early New Field Potential Estimation Could Assist in Quantifying Supply Trends, Oil & Gas Journal, 2006.

[2] R. Sandra, Equation Aids Early Estimation of Gas Field Production Potential, Oil & Gas Journal, Vol. 107.6. 2009.

[3] R. Sandra, New Tool Determines Reserves of Mature Oil & Gas Fields, Oil & Gas Journal, Vol.107.12, 2009.

[4] Statistical Review of World Energy, BP, 2009.