



## طبقه‌بندی انواع ریسک‌ها در توسعه‌ی میداین نفت و گاز

فاطمه نیکبختی مؤسسه‌ی آموزشی بالایش

سیدتی ابتهجی تهرانی مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت

چکیده

آشنایی با انواع ریسک‌ها در توسعه‌ی میداین نفت و گاز کمک بسیار مؤثری برای سرمایه‌گذاران و شرکت‌هایی است که تمایل به حضور در این عرصه دارند. دلیل عمده‌ی ناموفق بودن بسیاری از شرکت‌های سرمایه‌گذار در توسعه‌ی میداین، عدم آشنایی و درک صحیح از دسته‌بندی ریسک‌ها و میزان اهمیت آنهاست. در این مقاله با معرفی و دسته‌بندی انواع ریسک‌ها در توسعه‌ی میداین نفت و گاز سعی شده دیدی کلی نسبت به ریسک‌های موجود در این صنعت حاصل شود. چراکه هزینه‌های سرمایه‌گذاری در این زمینه بسیار زیاد است و عدم آشنایی با انواع ریسک‌ها می‌تواند زیان‌های جبران‌ناپذیری برای سرمایه‌گذار در پی داشته باشد. ریسک‌های ذکر شده بر اساس مراحل مختلف توسعه‌ی یک میدان هیدروکربنی از کشف میدان تا تولیدی شدن آن و انتقال نفت تولیدی به مبادی مصرف در پنج دسته‌ی کلی ریسک زمین‌شناسی (اکتشاف، ارزیابی و توسعه)، ریسک تأسیسات سطح‌الارضی، ریسک تغییر در مقررات دولتی، ریسک متغیرهای اقتصادی و ریسک ناشی از شرکاء بررسی شده است. در این میان ریسک مرحله‌ی اکتشاف اصلی‌ترین ریسک در توسعه‌ی یک میدان ارزیابی گردید.

واژگان کلیدی مدیریت ریسک، ریسک‌های بحرانی، ذخایر هیدروکربنی، توسعه‌ی میداین نفت و گاز

### مقدمه

اکتشاف و تولید منابع نفت و گاز همواره ریسک‌های فراوانی داشته است. تعیین شکل و حجم مخازن از حیث پیچیدگی‌های ساختمانی، محدوده‌ی مخزنی و میزان نفت و گاز درجا، همواره با عدم قطعیت‌هایی همراه است. از سوی دیگر ارزیابی‌های اقتصادی که در خصوص طرح‌های توسعه‌ی میداین انجام می‌شود نیز با عدم قطعیت‌هایی روبرو است. چراکه هزینه‌های طرح و همچنین قیمت نفت را نمی‌توان به‌طور قطع پیش‌بینی کرد. ضمن اینکه ممکن است حجم نفت و گاز در جای میدان و متعاقب آن میزان نفت و گاز واقعی تولیدشده دقیقاً مطابق با پیش‌بینی‌های انجام شده نباشد. حتی در مرحله‌ی توسعه و تولید از میدان، متغیرهای مهندسی نظیر پروفایل تولید از میدان، کیفیت نفت تولیدی، هزینه‌های عملیاتی و

خصوصیات مخزنی نیز با عدم قطعیت همراهند. هرچند در موارد متعدد عبارات‌های عدم قطعیت و ریسک به‌جای یکدیگر به کار می‌روند اما در اینجا مفهوم عدم قطعیت عبارت است از عدم دانش و شناخت کافی از آینده و مفهوم ریسک، دلالت بر عدم قطعیتی دارد که ممکن است سبب ضررهای مالی، فنی و ... گردد. بر اساس تعریف هانسل و کوهن (۱۹۵۶)، زمانی ریسک مفهوم می‌یابد که انسان تصمیم به انجام کاری می‌گیرد که نسبت به توانایی انجام آن یا در موفقیت آمیز بودن نتیجه‌ی آن اطمینان کامل ندارد. همچنین عدم قطعیت در خصوص رخدادهای تصمیمی است که می‌تواند خروجی‌ها و نتایج متفاوتی (اعم از موفقیت یا شکست) به‌همراه داشته باشد [۱]. در مجموع عوامل و متغیرهای عدم قطعیت متعددی در اجرای طرح‌های صنعت نفت وجود

دارند که شرکت‌هایی که قصد فعالیت در این عرصه را دارند باید به‌خوبی با آنها و میزان اثر هریک در روند پروژه آشنایی داشته باشند. البته منابع ریسک و عدم قطعیت برای هر میدان نفتی یا گازی با میدان دیگر متفاوت است. به‌طور مثال در تحقیقی که درباره‌ی میدان نفتی آزادگان شمالی انجام شد، هشت مورد به عنوان ریسک‌های بحرانی معرفی گردید که عبارتند از محدودیت‌های تأمین کالا و تجهیزات، بیمه‌ی کالا و تجهیزات، تحریم سیاسی و اقتصادی، برداشت نفت از این میدان مشترک توسط کشور همسایه، نوسانات قیمت فولاد و میلگرد، عدم وجود زیرساخت‌های لازم در منطقه جهت اجرای پروژه‌های صنعتی، نوسانات قیمت سیمان و در نهایت عدم جذب سرمایه‌گذار خارجی در اجرای پروژه [۲].

هزینه‌ی حفاری یک چاه اکتشافی تا حد زیادی به موقعیت جغرافیایی آن بستگی دارد و بسته به اینکه چاه در خشکی باشد یا دریا و تا چه عمقی حفاری شود ممکن است هزینه‌ی حفاری آن از حدود ده تا صد میلیون دلار متغیر باشد. با توجه به عدم وجود فن آوری‌هایی که بتوانند بدون حفاری چاه، حجم و کیفیت مخازن هیدروکربنی را از روی سطح زمین و با دقت تعیین کنند، تصمیم‌گیری در خصوص مکان حفاری نخستین چاه بسیار در موفقیت عملیات تأثیرگذار است. احتمال موفقیت در حفاری نخستین چاه (چاه اکتشافی) به طور معمول کمتر از ده درصد است. البته در اینجا برداشت‌های مختلفی از مفهوم موفقیت وجود دارد؛ به طور مثال می‌توان تحقق هر یک از موارد زیر را نشانه‌ی موفقیت عملیات و عدم تحقق هر یک را نشانه‌ی شکست در عملیات تلقی کرد [۱]:

- مشاهده هیدروکربن در چاه
  - انجام آزمایش‌های تولید از چاه و به دست آوردن کمترین نرخ تولیدی برابر با ۳۰۰۰ بشکه در روز
  - کشف هیدروکربن به طوری که نیاز به تحقیقات بیشتر را مرتفع نماید
  - دستیابی به مقداری از هیدروکربن که توسعه‌ی میدان را از لحاظ اقتصادی توجیه کند
- هر چند می‌توان دستیابی به یک ماده‌ی ارزشمند (در اینجا نفت یا گاز) را به نوعی موفقیت تلقی کرد اما برای آنکه به طور قطع بتوان گفت که پروژه‌ی توسعه‌ی یک میدان نفتی یا گازی موفقیت‌آمیز بوده، لازم است تا پایان اجرای طرح توسعه و بهره‌برداری از میدان که به طور معمول ۱۵ تا ۲۰ سال طول می‌کشد انتظار کشید. بدیهی است در طول این مسیر چندین ساله اتفاقات، عدم قطعیت‌ها و ریسک‌های زیادی اجرای طرح را تهدید خواهد کرد.
- موفقیت در مرحله‌ی اکتشاف یک میدان نفتی به عوامل متعددی از جمله موارد زیر بستگی دارد:
- طبیعت و پیچیدگی زمین‌شناسی منطقه: هر چه میدان از لحاظ زمین‌شناسی ساختار پیچیده‌تری داشته باشد (به طور مثال وجود گسل‌های متعدد

فعالیت صنعت نفت محسوب می‌شود؛ چراکه در این مرحله هنوز هیچ شناختی نسبت به مخزن وجود ندارد. این موضوع در شکل ۱- به خوبی نشان داده شده است. همان گونه که در این شکل دیده می‌شود هر چه از اکتشاف به سمت توسعه و تولید پیش برویم با ایجاد شناخت بهتر و افزایش اطلاعات از مخزن، عدم قطعیت‌ها و ریسک‌ها کاهش می‌یابد [۳].

یکی از اقداماتی که معمولاً در این مرحله انجام می‌شود رسم نموداری موسوم به نمودار انتظارات حجمی است. در این نمودار میزان کمینه و بیشینه‌ی هیدروکربنی که احتمال دارد کشف شود در محور افقی و احتمال انباشتی موفقیت در محور عمودی رسم می‌شود. به عنوان مثال در شکل ۲- یک نمودار انتظار حجمی رسم شده است. همان گونه که در این شکل ملاحظه می‌شود حجم احتمالی اکتشافی از صفر تا ۲۰۰ میلیون بشکه تخمین زده شده است. بر اساس این نمودار ۵۰ درصد احتمال کشف صفر تا ۲۰۰ میلیون بشکه نفت وجود دارد اما تنها ۲۵ درصد احتمال کشف دست کم ۷۵ میلیون بشکه نفت وجود دارد. با کمک این نمودار می‌توان حد اقتصادی و میزان احتمال موفقیت برای رسیدن به حد مدنظر را محاسبه کرد [۴].

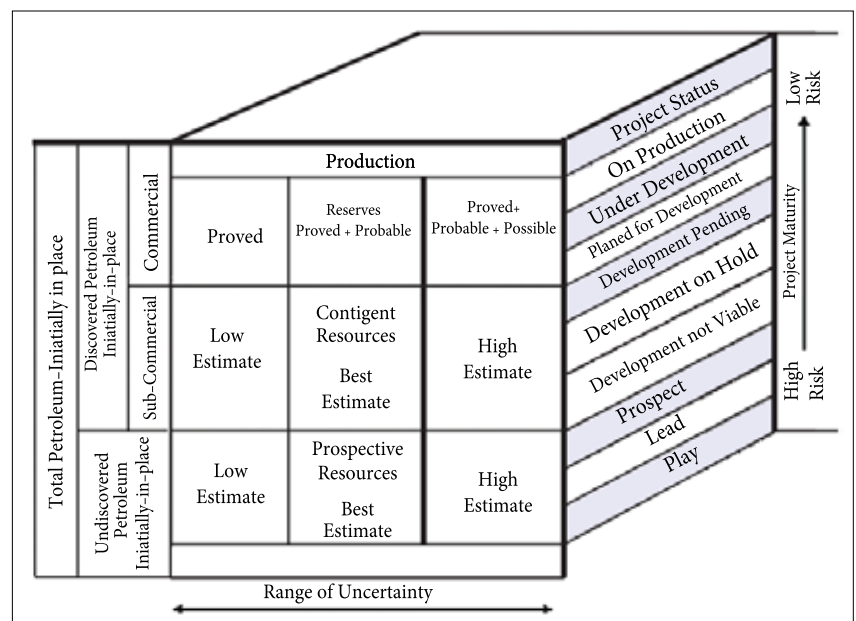
با این حال برای طرح‌های توسعه‌ی میداین نفتی به طور کلی می‌توان عوامل و عدم قطعیت‌هایی مشاهده کرد که کم‌وبیش برای تمامی طرح‌ها مشترک است. در این مقاله جهت سهولت فهم مطالب، عوامل عدم قطعیت در صنعت نفت، در پنج دسته‌ی کلی طبقه‌بندی و ارائه شده‌اند.

### ۱- ریسک زمین‌شناسی

عدم قطعیت و ریسک مربوط به زمین‌شناسی از این حقیقت ناشی می‌شود که ذخایر نفت و گاز صدها متر در زیر زمین مدفون هستند. بنابراین ذخایر از چشم و دسترسی مستقیم به دور بوده و باید با انجام عملیات زمین‌شناسی و مهندسی و آزمایش‌های حین حفاری به طور تخمینی موقعیت و میزان آنها تعیین شود که بدیهی است این امر با عدم قطعیت‌هایی همراه باشد. اکتشاف، جمع‌آوری اطلاعات و ساخت مدل‌های استاتیک زمین‌شناسی و مدل‌های دینامیک مخزنی به تفسیر اطلاعات حاصل از اعماق زمین بستگی دارد. برای تولیدی شدن یک مخزن نفتی یا گازی اصولاً باید سه مرحله‌ی مجزای شود: اکتشاف، ارزیابی و توسعه.

### ۱-۱- مرحله‌ی اکتشاف

اکتشاف مرحله‌ای است که پُرسیک‌ترین



در منطقه) احتمال موفقیت در مرحله‌ی اکتشاف کمتر خواهد بود.

■ نوع تله‌ی نفتی و اندازه‌ی آن (تله‌های نفتی می‌توانند چینه‌ای یا ساختمانی باشند): معمولاً تله‌های ساختمانی نسبت به تله‌های چینه‌ای پیچیدگی‌های کمتری دارند و با انجام لرزه‌نگاری سه‌بعدی تا حد زیادی قابل تشخیص هستند و بنابراین ریسک کمتری دارند.

■ دسترسی به فن‌آوری‌های نوین در زمینه‌ی ژئوفیزیک و علوم زمین: استفاده از فن‌آوری‌های روز دنیا می‌تواند به شناخت بیشتر مخزن نفتی کمک کند و بنابراین تا حد زیادی عدم قطعیت و ریسک را کاهش می‌دهد. به‌طور مثال می‌توان به استفاده از لرزه‌نگاری سه‌بعدی در شناخت منطقه و تأثیر آن در افزایش حفاری‌های موفق اشاره کرد. در دهه‌های ۷۰ و ۸۰ میلادی (یعنی قبل از استفاده از لرزه‌نگاری سه‌بعدی) احتمال حفاری موفق در آمریکا ۲۵ درصد بود. به‌محض استفاده‌ی گسترده‌ی شرکت‌های تولیدی از این روش، در سال ۲۰۰۵ حفاری‌های موفقیت‌آمیز اکتشافی به ۵۰ درصد افزایش یافت. این رقم برای چاه‌های توسعه‌ای به ۸۸ درصد نیز رسید [۵].

■ بهره‌گیری از زمین‌شناسان باتجربه و کارآمد: بدیهی است برای موفقیت در هر کاری (به‌ویژه امور تخصصی و فوق تخصصی)، استفاده از نیروهای باتجربه و کارآمد بسیار حائز اهمیت می‌باشد. اصولاً علم زمین‌شناسی از جمله علوم بسیار تخصصی است که علاوه بر دانش فنی، به

تجربه‌ی فراوانی نیز نیاز دارد.

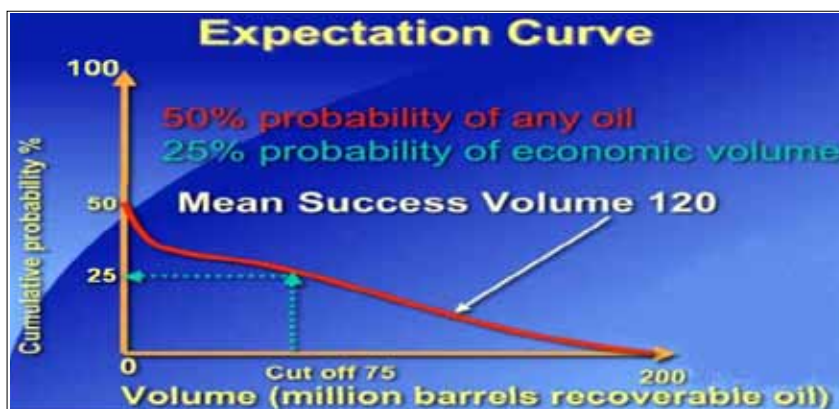
منابع و ذخایر هیدروکربنی در جهان محدود است و در طول عمر صد ساله‌ی صنعت نفت، بسیاری از آنها (از جمله میدان‌های سهل الوصول) شناخته شده‌اند. بدیهی است در چنین شرایطی با وجود پیشرفت‌های نسبی فن‌آوری، کشف میدان‌های جدید که عمدتاً غیر متعارفند در مقایسه با گذشته دشوارتر شده و با عدم قطعیت و ریسک بیشتری همراه است.

### ۲-۱- مرحله‌ی ارزیابی

این مرحله در واقع مرحله‌ی گذر از موفقیت زمین‌شناسی و رسیدن به موفقیت اقتصادی است. به‌طور معمول کمی بیش از ۵۰ درصد موارد موفقیت در مرحله‌ی زمین‌شناسی به موفقیت در مرحله‌ی اقتصادی نیز منجر می‌شود. به تعبیر دیگر، ارزیابی مرحله‌ی است که در آن پس از اخذ اطلاعات لازم، مهم‌ترین تصمیم گرفته خواهد شد؛ اینکه آیا سرمایه‌گذاری انجام شود یا میدان به‌حال خودرها گردد. بنابراین ارزیابی مرحله‌ی بسیار مهمی است که در آن موارد متعددی در نظر گرفته می‌شود:

### ۱-۲-۱- حجم اطلاعات موجود

هرچه در مرحله‌ی اکتشاف آزمایش‌های مدون‌تر و جامع‌تری برنامه‌ریزی شده باشد شناخت صحیح‌تری از حجم، کیفیت و خصوصیات سیال مخزن به‌دست آمده و در مرحله‌ی ارزیابی، تصمیم‌گیری صحیح‌تری انجام خواهد شد.



شکل ۲ | محاسبه‌ی حد اقتصادی و میزان احتمال موفقیت توسط نمودار انتظارات حجمی [۴]

### ۱-۲-۲- حجم نفت در جای میدان

حجم نفت در جای میدان حاصل ضرب چندین متغیر مخزنی از جمله حجم ناخالص کل، نسبت ضریب خالص به ناخالص، تخلخل سنگ و اشباع نفت در سنگ است. هرچه این مقادیر بیشتر باشد اقتصاد پروژه بهتر و تصمیم‌گیری در این مرحله آسان‌تر خواهد بود.

### ۱-۲-۳- پیچیدگی‌های زمین‌شناسی

هرچه ساختار مخزن پیچیده‌تر باشد ساخت مدل زمین‌شناسی دشوارتر است و بنابراین عدم قطعیت‌ها و ریسک‌های بیشتری به پروژه تحمیل خواهد شد. در چنین شرایطی تصمیم‌گیری برای توسعه‌ی میدان مشکل‌تر می‌شود.

### ۱-۲-۴- تعداد چاه مورد نیاز جهت حفاری

هزینه‌های حفاری بیش از ۷۰ درصد هزینه‌های توسعه‌ی میدان نفتی را به‌خود اختصاص می‌دهند. هرچه ساختار مخزن پیچیده‌تر و نامنظم‌تر و عمق حفاری بیشتر باشد باید چاه‌های بیشتری در میدان حفاری گردد که این امر هزینه‌های طرح را به‌شکل قابل ملاحظه‌ای افزایش خواهد داد. بنابراین تصمیم‌گیری برای ادامه‌ی کار توسعه‌ی میدانی که پیچیده هستند دشوارتر بوده و بار ریسک بیشتری روبرو است. البته در مرحله‌ی ارزیابی نیز برای جمع‌آوری اطلاعات بیشتر، چاه‌هایی با عنوان چاه‌های ارزیابی حفاری می‌شود. تصمیم‌گیری در خصوص تعداد این چاه‌ها نیز دشوار است؛ چرا که هرچند از یکسو این چاه‌ها در شناخت میدان بسیار مؤثرند اما از سوی دیگر سبب افزایش قابل توجه هزینه‌های طرح خواهند شد.

### ۱-۲-۵- محدودیت زمانی امتیاز ارزیابی

در بسیاری از کشورها فرصت محدودی جهت ارزیابی میدان نفتی به پیمانکار می‌دهند. بنابراین بسیار مهم است که ارزیابی تا حد امکان با سرعت بیشتری انجام شود و در این مرحله، از انجام عملیات زمان‌بر پرهیز گردد. این محدودیت، سبب افزایش ریسک طرح خواهد شد. چرا که به‌طور مثال ممکن است در برنامه‌ریزی انجام

## ۲- ریسک تأسیسات سطح‌الارضی

نفت تولیدی از چاه‌های میدان از طریق خطوط لوله جریانی وارد چنדרاه‌ها شده و از آنجا به واحدهای فرآورش منتقل می‌گردد. در این واحدها ابتدا آب اضافی همراه و گاز همراه نفت در تفکیک‌کننده‌های دوفازی و سه‌فازی جدا شده و در واحدهای نمک‌زدایی، نم‌زدایی و گوگردزدایی، ناخالصی‌های نفت گرفته خواهد شد. در خروجی واحدهای فرآورش، نفت فرآوری شده از طریق خطوط لوله انتقال به پالایشگاه یا مبادی صادراتی منتقل خواهد شد. بنابراین نفت از اعماق زمین تا نقطه‌ی پایان، مسیری طولانی را طی خواهد کرد و از تأسیسات مختلف و متعددی عبور خواهد نمود. اما در این مسیر ریسک‌های متعددی از جمله موارد زیر وجود خواهد داشت [۱]:

- عدم تکمیل به موقع تأسیسات، مطابق با برنامه‌ی زمان‌بندی اجرای طرح به طوری که تأخیر در راه‌اندازی تأسیسات به شدت بر اقتصاد پروژه اثر گذار خواهد بود
- احتمال آلودگی زیست‌محیطی ناشی از نفوذ سیالات تولیدی به لایه‌های سطح‌الارضی زمین
- اثرات زیست‌محیطی ناشی از نشت گاز گوگرد و سایر سیالات آلوده‌کننده
- خطاهای انسانی در مرحله‌ی طراحی، ساخت و نصب تأسیسات یا حین انجام کار
- مقررات دولتی به‌ویژه در خصوص رعایت مسائل سلامت، ایمنی و محیط زیست

## ۳- ریسک تغییر در مقررات دولتی

دولت‌ها برای فعالیت در صنعت نفت چارچوب‌هایی معین می‌کنند که پیمانکاران ملزم به فعالیت در آن چارچوب‌ها هستند. پس از اخذ تصمیم سرمایه‌گذاری، هرگونه تغییر در این چارچوب‌ها متضمن ریسک خواهد بود. به‌طور کلی دولت‌ها در اجرای طرح‌های توسعه‌ی میدانی در سه مورد اعمال نظر می‌کنند:

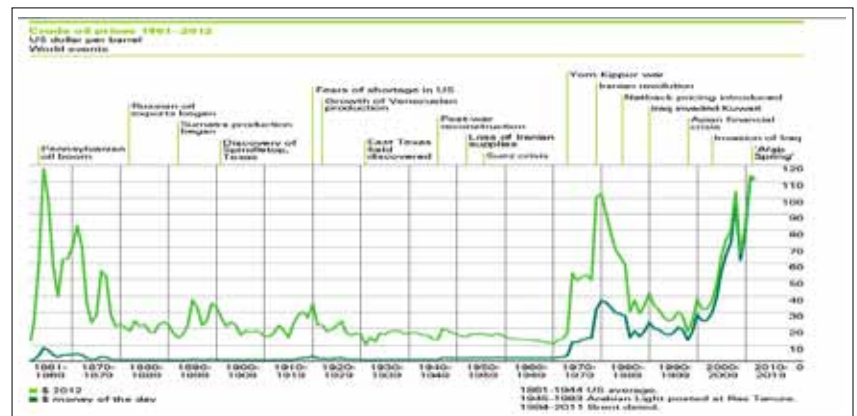
تصمیم‌گیری در خصوص انجام یکی از این دو روش جهت نگهداشت فشار مخزن و زمان انجام کار، یکی از مهم‌ترین تصمیمات در توسعه‌ی میدان است [۱].

از دیگر مسائل مهمی که باید جهت کاهش عدم قطعیت‌ها و ریسک‌های توسعه‌ی میدان بدان توجه کرد به‌روزرسانی مدل مخزنی و طرح توسعه‌ی میدان است. معمولاً چند سال پس از تولید میدان مشاهده می‌شود که پیش‌بینی‌های انجام شده با عملکرد واقعی میدان ناهمخوانی‌هایی دارد. در صورت قابل توجه بودن این ناهمخوانی‌ها مشخص می‌شود که مدل مخزنی میدان با اشکالاتی همراه است. بنابراین ضروری است در این مرحله با جمع‌آوری اطلاعات جدید حاصل از مخزن و طراحی و انجام آزمایش‌های مخزنی، مدل شبیه‌سازی مخزن به‌روزرسانی شده و در صورت لزوم، طرح توسعه‌ی میدان بر اساس آن اصلاح گردد. به‌طور مثال اگر در طرح توسعه‌ی اولیه پیش‌بینی شده بود که تزریق گاز در میدان جهت نگهداشت فشار مخزن، از سال سوم و با نرخ ۵۰ میلیون فوت مکعب در روز انجام گردد و در مرحله‌ی توسعه مشاهده شود که فشار مخزن سریع‌تر و بیشتر از مقدار پیش‌بینی شده در حال کاهش است، بدیهی است به‌روزرسانی مدل مخزنی و اصلاح طرح توسعه ضروری خواهد بود. شاید نتایج مطالعه‌ی جدید نشان دهد که تزریق گاز در میدان باید از سال دوم و مثلاً با نرخ ۱۰۰ میلیون فوت مکعب در روز انجام گردد [۱].

شده برای حفاری چاه‌آرزیایی، تأخیر ایجاد شود؛ به‌طوری که قبل از اتمام عملیات حفاری و کسب اطلاعات لازم، زمان مجوز به پایان برسد.

## ۱-۳- توسعه‌ی میدان

اگر مرحله‌ی ارزیابی به‌درستی انجام شده باشد مدل زمین‌شناسی صحیحی برای استفاده در مرحله‌ی توسعه‌ی میدان ایجاد خواهد شد. این مدل باید شامل اطلاعات نسبتاً دقیقی در خصوص ساختار و حجم مخزن، خصوصیات سیال مخزن و چگونگی توزیع آن در مخزن باشد. بر اساس این مدل در مرحله‌ی توسعه‌ی میدان، میزان حجم نفت قابل برداشت از میدان، پروفایل یا نمودار تولید، نوع طرح توسعه‌ی میدان شامل تعداد چاه‌های مورد نیاز، آرایش آنها، زمان حفاری هر چاه، نوع تأسیسات فرآورش‌ی مورد نیاز و موارد متعدد دیگر تعیین خواهد شد. بدیهی است هرچه اشکالات مدل زمین‌شناسی بیشتر باشد صدمات وارده به اقتصاد طرح نیز بیشتر خواهد بود. معمولاً چند سال پس از توسعه و تولید میدان، با افت فشار طبیعی مخزن، به تدریج تولید چاه‌ها کاهش می‌یابد. برای جلوگیری از این امر، باید عملیات نگهداشت فشار در میدان اجرا شود. این عملیات به دو فعالیت عمده تقسیم می‌شود؛ یکی تزریق آب در آبد که در صورت وجود، در زیر مخزن نفتی قرار گرفته و دوم تزریق گاز در کلاهک گازی که در بالای مخزن قرار دارد.





### ۱-۳- مالکیت و واگذاری امتیاز

با اعطای مجوز یا ليسانس در واقع به پیمانکار حق داده می‌شود که برای دوره‌های معین و تحت شرایط تکنولوژیکی و مالی مشخص ذخایر نفتی واقع در ناحیه‌ی معینی را تولید کند.

### ۲-۳- استانداردهای ایمنی و سلامت و محیط زیست

در تمامی مراحل از اکتشاف اولیه تا تولید از میدان و پایان کار، دولت‌ها با وضع قوانینی بر فعالیت شرکت‌های نفتی نظارت می‌کنند تا میزان آسیب‌های وارده به محیط زیست به کمترین مقدار ممکن برسد. بسیاری از قوانین و مقررات از قبل مدون و اعلام شده‌اند و شرکت‌ها قبل از سرمایه‌گذاری نسبت به آنها آگاهی دارند. بنابراین در خصوص این قوانین ریسکی وجود ندارد اما مشکل زمانی آغاز می‌شود که دولت‌ها بنا به دلایلی به یکباره قوانین و مقررات را تغییر می‌دهند. به‌طور مثال ممکن است وقوع یک حادثه‌ی زیست‌محیطی نفتی در کشور احساسات عمومی را به شدت تحریک کرده و فشار افکار عمومی، دولت را مجبور به وضع قوانین سخت‌گیرانه‌تر زیست‌محیطی نماید. نشت نفت در خلیج مکزیک نمونه بارزی است که وقوع آن سبب تظاهرات بسیار گسترده‌ی مردم مکزیک در خیابان‌ها شد. مردم خواستار وضع قوانین زیست‌محیطی سخت‌گیرانه‌تری برای کمپانی‌های نفتی بودند و در نهایت نیز

دولت‌های مکزیک و آمریکا مجبور شدند چنین قوانینی وضع کنند.

### ۳-۳- مالیات

ساختار نظام مالیاتی کشورها نسبت به یکدیگر متفاوت است. مالیاتی که شرکت‌های نفتی باید به دولت بپردازند یکی از مهم‌ترین متغیرهای مؤثر بر اقتصاد پروژه تلقی می‌شود. نظام مالیاتی و نرخ مالیات معمولاً بسیار متغیر است و یکی از مهم‌ترین منابع عدم قطعیت در اجرای پروژه‌های نفتی به‌شمار می‌رود.

### ۴- ریسک متغیرهای اقتصادی

سرمایه‌گذاری‌های نفتی در نظامی اقتصادی اتفاق می‌افتد که ممکن است بسیاری از متغیرهای مهم و تعیین‌کننده‌ی آن در طول زمان تغییر کند. نکته مهم آن است که سرمایه‌گذار روی بسیاری از این متغیرها هیچ‌گونه کنترلی ندارد. در این قسمت تعدادی از این متغیرها معرفی می‌شوند:

### ۴-۱- قیمت جهانی نفت

قیمت نفت مهم‌ترین و تأثیرگذارترین و در عین حال غیرقابل‌پیش‌بینی‌ترین متغیر مؤثر در اقتصاد یک پروژه نفتی است. بنابراین قیمت نفت عدم قطعیت و ریسک زیادی به‌همراه دارد. شکل ۳- تغییرات قیمت نفت خام را از آغاز تا به امروز نشان می‌دهد. همان‌گونه که در این شکل می‌توان دید این تغییرات در دهه‌های اخیر بسیار



شکل ۴ | تغییرات معتبرترین واحدهای پولی دنیا نسبت به یکدیگر در طول سال ۲۰۱۰ (پوند انگلیس، دلار آمریکا و یورو)

بیشتر از گذشته بوده است [۶].

البته به‌طور معمول قیمت نفت خام از رابطه و موازنه‌ی عرضه و تقاضا حاصل می‌شود. بنابراین هر عاملی که باعث تغییر رفتار تولیدکنندگان یا مصرف‌کنندگان گردد بر تعادل عرضه و تقاضای نفت خام مؤثر بوده و سبب تغییر قیمت جهانی نفت خام می‌شود.

### ۴-۲- نرخ تسعیر

منظور از نرخ تسعیر، ضریب تبدیل واحدهای پولی کشورهای مختلف به یکدیگر است. به‌طور مثال در بیستم خرداد ۱۳۹۳ نرخ تسعیر یورو به دلار آمریکا برابر با ۱/۳۶۴ بوده است. یعنی ارزش هر یورو برابر با ارزش ۱/۳۶۴ دلار آمریکاست. تغییرات واحدهای پولی بین‌المللی نسبت به یکدیگر معمولاً نوسانات زیادی دارد. برای درک بیشتر این موضوع به‌طور نمونه در شکل ۴ تغییرات سه واحد پولی معتبر دنیا یعنی پوند انگلیس، دلار آمریکا و یورو نسبت به یکدیگر در طول یک‌سال نشان داده شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود این تغییرات در طول سال ۲۰۱۰ با نوسانات بسیاری همراه بوده است [۷].

صنعت نفت یک صنعت کاملاً بین‌المللی است و بنابراین خرید، فروش، اخذ وام و سرمایه‌گذاری با واحدهای پولی کشورهای مختلف انجام می‌شود. پس از انعقاد قرارداد توسعه و در مرحله‌ی اجرا، در صورت تغییر نرخ تسعیر بین برخی از این واحدهای پولی، ممکن است وضع مالی پروژه بهتر یا بدتر شود. مثلاً فرض کنید قرار است پروژه‌ای با سقف قراردادی معادل ۱۴۰۰ میلیارد ریال به‌صورت lumpsum در ایران اجرا شود. بدیهی است پیمانکار مجبور است بخشی از خریدهای خود را به‌صورت دلاری انجام دهد. حال با افزایش نرخ تسعیر دلار به ریال، پیمانکار ضرر خواهد کرد و برعکس. بنابراین نرخ تسعیر نیز از جمله عدم قطعیت‌هایی است که همواره پروژه‌های نفتی با آن مواجهند [۱].

به‌طور عمده ریسک مربوط به تغییرات نرخ تسعیر در دو حوزه‌ی قیمت فروش نفت و بازپرداخت وام‌های بین‌المللی، طرح‌های توسعه‌ی

میادین نفتی را تهدید می کند.

#### ۴-۲-۱- قیمت فروش نفت

قیمت فروش نفت معمولاً با دلار آمریکا تعیین می شود. در نتیجه یک شرکت نفتی که نظام مالیاتی آن در واحد پولی دیگری تعریف شده، همواره در معرض عدم قطعیت و ریسک ناشی از تغییرات نرخ تسعیر قرار می گیرد.

#### ۴-۲-۲- بازپرداخت وام های بین المللی

کمپانی های بزرگ از مؤسسات مالی متعددی در جهان وام می گیرند که این وام ها در واحدهای پولی مختلف و بازه های زمانی متفاوتی پرداخت می شوند. هر یک از این وام ها برای وام گیرنده ریسک تغییرات نرخ تسعیر را دارد.

#### ۴-۳- تورم

تغییر قیمت کالاها و خدمات در طول زمان را تورم می گویند. این افزایش قیمت ها به عوامل متعددی بستگی دارد و می تواند خیلی سریع یا به کندی اتفاق بیفتد. از آنجا که قرار است حجم سرمایه گذاری یک پروژه نفتی در طول سال های اجرای آن توزیع شود و در سال های مختلف بر اساس برنامه ای زمان بندی از پیش تعیین شده ای درصد خاصی از حجم سرمایه گذاری اختصاص یابد، هر چه دوره ای اجرای پروژه طولانی تر باشد پروژه بیشتر در معرض ریسک ناشی از تورم قیمت ها قرار خواهد گرفت. زیرا مثلاً پیش بینی قیمت یک کالا در هفت سال آینده به مراتب سخت تر از پیش بینی قیمت آن در سه سال آینده است [۱].

#### ۵- ریسک ناشی از شرکاء

بسیاری از شرکت های نفتی جهت توسعه ای یک میدان، به دلایل مختلف با شرکت های دیگر مشارکت می کنند. از جمله ای دلایل می توان به موارد زیر اشاره کرد:

- کاهش ریسک سرمایه گذاری
- عدم استطاعت جهت تأمین حجم سرمایه گذاری لازم

- در اختیار نداشتن فن آوری یا تجهیزات کافی
- واقع شدن مخزن در دو یا چند بلوک اکتشافی که هر بلوک به یک پیمانکار واگذار شده است بنابراین با اشاره به موارد بالا مشاهده می شود که مشارکت چند شرکت جهت توسعه ای یک میدان نفتی امری اجتناب ناپذیر است. این شرکت ها کنسرسیومی تشکیل داده و با هماهنگی و موافقت یکدیگر تصمیمات لازم را جهت اجرای پروژه اتخاذ می کنند. شرکت های عضو کنسرسیوم با ریسک های مختلفی از جمله موارد زیر روبرو هستند:

- تداخل در اولویت های فنی: هر شرکت بر اساس تجهیزات، نرم افزار، تجربیات و فرآیندهای کاری خود، از لحاظ تکنیکی اولویت هایی برای خود قائل می شود که ممکن است با سایر شرکت های کنسرسیوم تطابق نداشته باشد. این مطلب می تواند سبب بروز مشکلاتی گردد.

- تداخل علایق: ممکن است اجرای بخشی از پروژه (مثل احداث خط لوله) آن قدر جذاب باشد که هر یک از شرکاء بخواهد به تنهایی آن را اجرا کند. در حالی که ممکن است محدودیت های کنسرسیوم اجازه چنین کاری ندهد.

- تفاوت در آراء و دیدگاه ها: ممکن است

برای اجرای قسمتی از پروژه روش های مختلفی وجود داشته باشد اما آراء و دیدگاه های شرکاء در خصوص انتخاب بهترین روش با یکدیگر متفاوت باشد.

- عدم تعامل کاری شرکاء: در یک کنسرسیوم باید مدیران، مهندسان و کارشناسان یک شرکت با هم تیان خود در شرکت های دیگر تعامل کاری داشته باشند و جو اعتماد و همکاری میان افراد برقرار باشد. در غیر این صورت ریسک فراوانی اجرای موفقیت آمیز پروژه را تهدید خواهد کرد.

#### نتیجه گیری

در این مقاله سعی شد انواع ریسک های مراحل مختلف توسعه ای میادین نفت و گاز دسته بندی گردد. انواع ریسک های مورد بررسی، در پنج دسته طبقه بندی شد که عبارتند از ریسک زمین شناسی، ریسک تأسیسات سطح الارضی، ریسک تغییر مقررات دولتی، ریسک متغیرهای اقتصادی و در نهایت ریسک ناشی از شرکاء. همان طور که مشاهده شد نفت از مرحله ای شناخت تا تولید، مسیری طولانی را طی می کند که در آن سرمایه گذار با ریسک های متعددی مواجه می گردد. از آنجا که هزینه ای این گونه سرمایه گذاری ها زیاد است، باید مطالعات دقیقی در مورد جنبه های گوناگون آن و با در نظر گرفتن ریسک های موجود طی مراحل مختلف انجام پذیرد. یکی از راهکارهای مهم در این خصوص ملزم کردن شرکاء به انجام تحلیل ریسک به عنوان بخشی ضروری از انجام مطالعه ای جامع توسعه ای میدان (MDP) است. الزام به انجام مطالعه ای امکان سنجی پروژه های مهم نیز می تواند تا حد زیادی ریسک های پروژه را کاهش دهد. ■

#### منابع

- [1] Institute Of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, "Petroleum Economics" Edinburgh, UK, 2002
- [2] حمزه ای احسان، "تعیین استراتژی پاسخ به ریسک در مدیریت ریسک به وسیله تکنیک ANP (مطالعه ای موردی: پروژه ای توسعه ای میدان نفتی آزادگان شمالی)"، مدیریت صنعتی، دوره ای ۲، شماره ای ۴، ۱۳۸۹، صفحه ۸۵
- [3] Suslick S, Schiozer D And Rebelo Rodrigues M, "Uncertainty And Risk Analysis In Petroleum Exploration And Production", TERRAE 6(1), 2009,

- Page 32
- [4] Knox G, "Subsurface Risk And Uncertainty In Petroleum Exploration-The Challenges", AA PG Distinguished Lecture, 200203-, Page 9
- [5] مطاعی اقبال، "کاهش ریسک در عملیات اکتشاف"، ماهنامه ای اکتشاف و تولید، شماره ای ۵۲، سال ۱۳۸۷، صفحه ۴۶
- [6] Http://Bp.Com
- [7] Http://Www.Forexblog.Org/201101//British-Pound-Faces-Contradictory-2011.Html