

اصول مطالعات و بررسی‌های فنی و اقتصادی

در پروژه‌های اکتشافی

مشخص می‌شود. گاهی برای مهاجرت، مسیرهای مشخص و حتی محدوده‌ای از مهاجرت تعیین می‌شود که مجموع این عوامل همان ضریب پارامتر مهاجرت در بحث ریسک اکتشافی است.

۱-۳- سنگ مخزن (Reservoir-Rock) پس از مهاجرت نفت از سنگ منشاء باید تله مخزنی مانند تله چینه‌ای، تله تاقدیس و یا تله‌های ترکیبی از تاقدیس و چینه‌ای Trap-Structured Stratigraphy با خصوصیات مخزنی مناسب مثل تخلخل، تراوایی، ضریب انباش مناسب و... وجود داشته باشد. فاکتورها و خصوصیات، مانند تخلخل اولیه و ثانویه، تراوایی موثر و مفید، شکستگی‌ها، وجود لایه‌های شیلی در ماسه سنگ‌های مخزنی و یا گچ در سنگ مخزن آهکی بسیار با اهمیت‌اند و مجموعه آنها ضریب ریسک مشخصی را در مطالعه این پارامترها مطرح می‌نمایند. مطالعه رخنمون سنگ‌های مخزنی در سطح زمین و نیز بررسی وضعیت مخزن در میدان مجاور در صورت وجود، راهکارهای در دسترس این مطالعات هستند.

۱-۴- بستگی یا ضخامت تاقدیس و تله چینه‌ای (Closure Tyap) در مطالعات زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی، وضعیت ساختاری تله هیدروکربوری و میزان بستگی آن را از لحاظ وسعت افقی و یا عمودی مشخص می‌کند. البته این عامل بستگی زیادی به کیفیت اطلاعات ژئوفیزیکی دارد و هرچه اطلاعات آن بیشتر و یا کیفیت خطوط و مقاطع لرزه‌ای بهتر باشد این ضریب بهتر خواهد شد. علاوه بر بستگی قائم و افقی برای تله‌های چینه‌ای، انسدادهای جانبی (Lateral Seal) و فرامخزنی (Top Seal) نیز مهم‌اند.

به هر حال با مشخص شدن این چهار ضریب با حاصل ضرب آنها به ضریب ریسک اکتشافی مشخص از دیدگاه مخزن می‌رسیم که به عنوان احتمال موفقیت کلی یا Probability of Success (POS) معروف و معادله آن به صورت ذیل است:

برای مثال اگر

$$POS^{Oil/Gas} = P_{Source} \cdot P_{MIG} \cdot P_{RES} \cdot P_{Seal}$$

$$POS^{Oil} = 80\% \cdot 75\% \cdot 65\% \cdot 90\% \cdot 65\%$$

$$POS^{Oil} = 37.5\%$$

به عنوان مثال اگر در مطالعه‌ای ضریب ریسک برای سنگ منشاء ۸۰ درصد و ضریب ریسک مهاجرت ۷۵ درصد و ضریب ریسک سنگ مخزن ۶۵ درصد و ضریب ریسک بستگی به تله تاقدیس ۹۰ درصد و ضریب ریسک انسداد جانبی و عمودی ۶۵ درصد باشد، یکجا ضریب ریسک این عمق فنی ۳۵/۵ درصد خواهد بود که حاصل ضرب کل ضرایب پنج‌گانه است.

اصولاً در هر شرکت نفتی برای انجام یا مشارکت در یک پروژه اکتشافی یا تولیدی (E&P) مطالعات کاملی صورت می‌پذیرد که در اصطلاح به آن Integrated Risk Modeling می‌گویند و شامل دو بخش اساسی است که توسط گروه‌های فنی و اقتصادی و توسط نرم‌افزارهای خاص صورت می‌پذیرد. یک بخش، کاملاً فنی و بخش دیگر اقتصادی و برای آنالیز تصمیم‌گیری است که نهایتاً در یک چرخه کاملاً مرتبط و تلفیق شده از مدیریت ریسک و مدیریت اطلاعات به نتایجی می‌انجامد که جهت تصمیم‌گیری نهایی صاحبان سرمایه و منابع نفتی آماده می‌شود.

شرح وظایف ساختاری گروه‌های کاری و مسیرهای ارسال گزارش و بررسی‌ها در سطوح مختلف نیز متفاوت است که به اختصار به آن پرداخته می‌شود.

الف- مطالعات فنی

۱- محاسبه ریسک اکتشافی

در این مرحله، محدوده بلوک یا هدف اکتشافی براساس داده‌های زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی بررسی و شناسایی شده (با تهیه نقشه‌های عمقی افق‌های اکتشافی به عنوان افق‌های مخزنی) و انضمام مطالعات ناحیه‌ای از لحاظ ژئوشیمیایی و وضعیت سنگ منشاء و مسیرهای مهاجرت نفت از سنگ منشاء به سنگ مخزن (مهاجرت عمودی و افقی) و سپس ارزیابی میزان نفت قابل تولید بررسی می‌شود و با توجه به ضخامت حد اکثر و یا حداقل ساختار مخزنی براساس نقشه‌های عمقی حجم در جای ذخیره هیدروکربوری و نحوه توزیع آن در مخزن محاسبه می‌شود. باید بدانیم که تمامی پارامترهای فوق به لحاظ فنی دارای یک ضریب ریسک و یک درجه عدم اطمینان هستند که به آنها ریسک‌های اکتشافی می‌گویند که در درجه اول ریسک‌های منابع یا Resource Risk هستند و شامل:

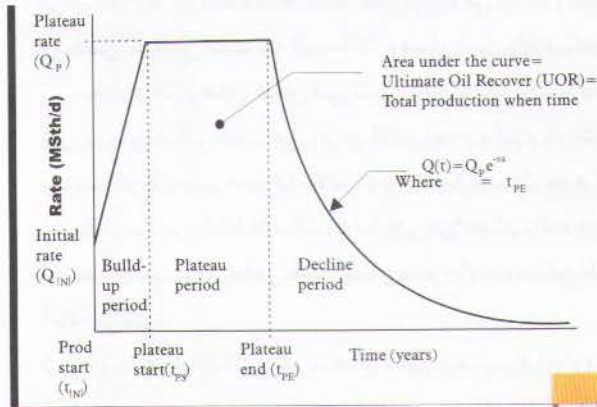
۱-۱- سنگ منشاء (Source-Rock) با توجه به مطالعات ژئوشیمیایی روی سنگ منشاء از لحاظ وضعیت زایش و هیدروکربوری و مسیر مهاجرت و نیز اطلاعات میدانی کشف شده قبلی در آن محدوده و نیز حوزه رسوبی منطقه از لحاظ بلوغ ایجاد هیدروکربور، درصد احتمال یا ریسک این پارامترها تعیین می‌شود.

۱-۲- مهاجرت هیدروکربور (Migration) با بررسی مسیرهای مهاجرت افقی و عمودی نفت و نیز موانع ساختاری و زمین‌شناسی و چینه‌شناسی و بررسی‌های سنگ منشاء و وضعیت بستگی و شیب آن

۲- محاسبات حجم ذخیره احتمالی

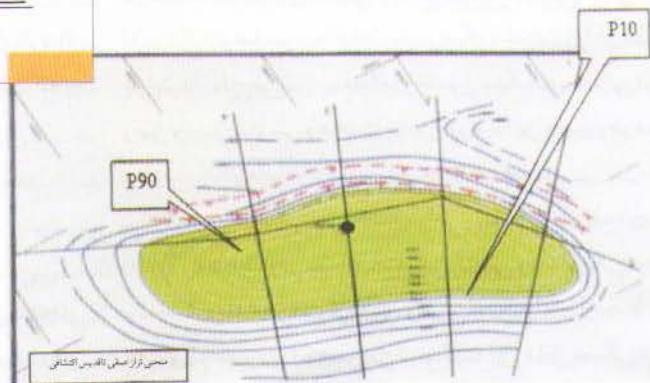
فرض می‌کنیم که این مخزن دارای ۱۵۰۰ میلیون بشکه نفت قابل تولید باشد و برنامه تولید آن به صورت زیر طراحی شده باشد. (نگاره-۲).

با فرض تخلیه ۳۰ ساله منحنی نفتی تولید آن رسم می‌شود.



برای محاسبات حجم ذخیره، براساس نقشه‌های ساختمانی عمقی هر مخزن، با توجه به خصوصیات مورد استفاده در ارزیابی ذخیره (حجم کل سنگ، تخلخل مفید، اشباع هیدروکربور، اشباع آب، ضریب حجمی گاز یا نفت) و نسبت ضخامت بخش هیدروکربوری به ضخامت کل سنگ مخزن، معمولاً براساس آنالیز یا شبیه‌سازی مونت‌کارلو محدوده‌های ۱۰ درصد (P10) و ۹۰ درصد (P90) سرانجام ۵۰ درصد (P50) در نظر می‌گیرند (نگاه به نگاره یک).

بدیهی است برای حالت P90 معمولاً محدوده قابل اطمینان از تاقدیس (منحنی بسته ساختاری) مشخص و با ضرایب احتمالاتی ۹۰ درصد (P90) در نظر گرفته می‌شود.



نگاره یک: منحنی تراز عمقی تاقدیس اکتشافی

نگاره-۲: مراحل افزایش، ثبات و کاهش تولید تا ترک مخزن

طراحی تولید توسط گروه مهندسی نفت انجام می‌پذیرد و براساس آن تعداد چاه‌های مورد نیاز و عملیاتی نظیر لرنه‌نگاری سه بعدی را مشخص می‌کند.

تاکنون حجم ذخیره و توان تولید مخزن را روشن ساختیم حال برای برآورد هزینه‌های مهم برای توسعه به سراغ مهندسی تولید با بهره‌برداری می‌رویم و با در نظر گرفتن هزینه حفاری چاه‌های تولیدی و در صورت لزوم هزینه لرنه‌های سه بعدی و تجهیزات فرآورش و خط لوله و هزینه عملیات می‌توانیم هزینه‌های سرمایه‌گذاری Capex و هزینه‌های عملیاتی (Opex) را مشخص کنیم و در واقع هزینه‌های پروژه را به دست آوریم.

اکنون نوبت به آن رسیده است که درآمدهای حاصل از پروژه را نیز محاسبه کنیم. برای برآورد درآمدهای پروژه به چند مطلب نیاز داریم اول این که قیمت نفت را در طول مدت پروژه فرض می‌نماییم که در این قسمت معمولاً برنامه‌ریزی تلفیقی می‌بایست دخالت‌کند و جدول قیمت هر بشکه نفت در طول دوران تولید را اعلام نماید و یا فرمول محاسبه قیمت را اعلام نماید. - Scalation Factor - و از همه مهمتر میزان درصد سودی که برای شرکت باید در نظر گرفته شود (Discount rate) که این موضوع معمولاً در شرکت‌ها به صورت محرمانه می‌باشد و به راحتی اعلام نمی‌شود که گاهی از اوقات می‌تواند نسبت به مجموع پروژه یا منطقه جغرافیایی متغیر باشد. به مجموعه این بخش (Corporation remark) می‌گویند.

عموماً پس از محاسبه ذخیره برای حالت P₁₀ و P₉₀ حد متوسط و یا میانگین P_{mean} یا (P₅₀) را محاسبه و این حجم ذخیره مبنای مطالعات بعدی می‌شود.

برای محاسبه حجم ذخیره از روش مونت‌کارلو استفاده می‌شود. تا این مرحله وضعیت پتانسیلی منطقه مورد مطالعه، بررسی و حجم ذخیره آن با در نظر گرفتن ضریب ریسک محاسبه می‌شود. پس از این مرحله براساس ذخیره محاسبه شده وضعیت تولید نفت و گاز بررسی و در واقع یک منحنی تولید برای آن در نظر گرفته می‌شود (Production Profile) و در واقع برنامه توسعه مخزن طراحی می‌شود. به عنوان مثال اگر ذخیره احتمالی مخزن به صورت زیر محاسبه شده باشد:

P ₁₀ = 8	میلیارد بشکه	(Oil MMMbbl)
P ₅₀ = 1.5	میلیارد بشکه	
P _{Mean} = 1.6	میلیارد بشکه	
P ₉₀ = 0.5	میلیارد بشکه	

باشد، مطالعه اقتصادی آن به صورت زیر محاسبه می شود.
 برای دو هدف اکتشافی A, B می توانیم چهار حالت زیر را
 در نظر بگیریم و برای هر حالت بر اساس ارزش فعلی ویژه با ضرایب
 ریسک اکتشافی به یک ENPV جدید برسیم و با جمع جبری ENPV
 این چهار حالت می توانیم به تصمیم برسیم و آن این که اگر حاصل این
 جمع جبری مثبت باشد پروژه دارای توجیه اقتصادی است.

$$\begin{aligned}
 A & \left\{ \begin{aligned} NPV(A^+) = 50 \rightarrow A^+ B^+ (0/25.50 + 0/40.15) = ENPV = 44/5_{mm} \\ NPV(A^-) = 10 \rightarrow A^+ B^- (0/25.50 + 0/60(-20)) = ENPV = 0/5_{mm} \end{aligned} \right. \\
 B & \left\{ \begin{aligned} NPV(B^+) = 15 \rightarrow A^- B^+ (0/75.(-10) + 0/41.15) = ENPV = -1/5_{mm} \\ NPV(B^-) = -20 \rightarrow A^- B^- (0/75.(-10) + 0/60(20)) = ENPV = -19/5_{mm} \end{aligned} \right.
 \end{aligned}$$

همان طوری که در چهار حالت بالا دیده می شود اگر تصمیم گیرنده
 حالت A را در نظر بگیرد به طور مجزا هر دو حالت $A^+ B^+$, $A^+ B^-$
 دارای ENPV مثبت و پروژه ها مورد
 تایید است. اگر حالت B را در نظر
 بگیرد هر دو حالت دارای ENPV
 منفی و مردود هستند.

به عبارتی ساده تر اگر بخواهیم دو
 پروژه A و B را به صورت مجزا
 بررسی نماییم با محاسبات فوق به
 این نتیجه می رسیم که پروژه A دارای
 توجیه اقتصادی است و پروژه B
 دارای توجیه اقتصادی نمی باشد و
 اگر بخواهیم مجموع دو پروژه A و B
 را در یک طرح بررسی کنیم جمع
 جبری اعداد ENPV چهار حالت فوق را به دست می آوریم و چون
 ENPV معادل ۲۴ میلیون دلار و مثبت است نیز دارای توجیه اقتصادی
 است.

در خاتمه اعلام این موضوع خالی از لطف نیست که بدانیم امروزه
 هیچ شرکت نفتی بدون مطالعات فنی و اقتصادی پروژه ها حاضر به
 سرمایه گذاری نیستند و در پروژه های جدید اکتشاف و تولید که شانس
 کشف میادین بزرگ نفت و گاز به دلیل کوچک شدن اهداف و
 عمیق شدن افق های مخزنی کاهش یافته است مطالعات یاد شده برای
 ما نیز ضروری است. امید است که با آموزش نیروی کارشناسی مناسب
 و تهیه نرم افزارهای جامع مطالعات فنی - اقتصادی و تبیین روش های
 مطالعه پروژه ها بتوانیم منابع مالی موجود را در پروژه های با سود و
 ارزش بیشتر اختصاص دهیم. ■

یکی از پارامترهای مهم در ارزیابی اقتصادی پروژه های نفتی دنیا، نوع
 قرارداد اکتشاف و توسعه است. امروزه در دنیا قراردادهای موجود
 متنوع است ولی قراردادهای شاخص در دنیا به انواع قراردادهای
 پرداخت مالیاتی (Royalty/Tax)، قرارداد مشارکت در تولید
 (Production Sharing Contract) و قرارداد بیع متقابل (Buy Back)
 است. شرکت های نفتی در ارزیابی اقتصادی هر پروژه برای نوع
 قرارداد، ضرایب خاصی را منظور می کنند که چرخه مالی آنها کاملا
 متفاوت است.

با توضیحات فوق ما هم اکنون ارزیابی فنی و حجم ذخیره - توان
 تولید - هزینه های سرمایه گذاری عملیات و درآمد پروژه با سود مورد
 انتظار و تعیین ضرایب لازم نوع قرارداد را داریم. اکنون وارد مرحله
 ارزیابی اقتصادی از لحاظ ورود و خروج نقدینگی (Cash flow) و
 سود بازگشت سرمایه (IRR) و ارزش فعلی ویژه (NPV) می شویم.
 لازم به توضیح است که اغلب شرکت های نفتی که در قسمت های

مختلف دنیا کار می کنند در زمان
 تخصیص بودجه برای
 سرمایه گذاری خارج از
 کشورشان رقابت سنگینی برای
 مدیران پروژه های کشورهای
 مختلف خواهند داشت و نهایتا
 میزان سرمایه در نظر گرفته شده،
 به مدیرانی که بتوانند توجیه
 اقتصادی بهتری ارائه دهند
 واگذار می شود.

نرخ بازگشت داخلی (IRR)

همان سود پولی است که ما از

سرمایه گذاری در پروژه عایدمان می شود و می تواند قابل مقایسه با نرخ
 سود بانکی و یا سایر پروژه ها باشد ارزش فعلی ویژه نیز نتیجه تفاضل
 هزینه و درآمد با دخالت دادن فاکتور نرخ تنزیل یا ارزش زمانی پول
 است و به لحاظ مالی اگر مثبت باشد پروژه توصیه می شود و اگر منفی
 باشد توصیه نمی شود.

اگر موضوع را کمی پیچیده تر کنیم و فرض نماییم که در یک بلوک
 اکتشافی دو هدف اکتشافی A, B وجود داشته باشد و ریسک موفقیت
 اکتشافی هدف A برابر ۲۵ درصد (A^+) و عدم موفقیت آن ۷۵ درصد
 (A^-) و ارزش فعلی ویژه A^+ معادل ۵۰ میلیون دلار و A^- با همان هزینه
 اکتشافی معادل ۱۰ میلیون دلار باشد و ریسک موفقیت اکتشافی B برابر
 ۴۰ درصد (B^+) با ارزش فعلی ویژه ۱۵ میلیون دلار و ریسک موفقیت
 اکتشافی (B^-) برابر ۶۰ درصد و ارزش فعلی ویژه آن ۲۰ - میلیون دلار

