بررسی ضریب بازیافت از میادین نفتی

همایون مطیعی

تعاریف

با توجه به اهمیت آمار ذخایر هیدروکربوری، اطلاع از تعاریف صحیح و دقیق عبارات و مفاهیمی که در این رابطه استفاده می‌گردد از اهمیت بسزایی برخوردار می‌باشد. بدین منظور توجه به مفهوم ضریب بازیافت (که مطابق تعاریف بین‌المللی می‌باشد) ضرورت دارد.

ضریب بازیافت به صورت درصد میزان هیدروکربور قابل تولید نسبت به کل هیدروکربور درجای اولیه مخزن تعریف شده است و می‌توان آن را به ضریب بازیافت اولیه، ثانویه و ثالثیه تقسیم‌بندی نمود.

هیدرورکربور درجای اولیه

میزان هیدروکربور درجای اولیه در یک مخزن تابعی از مشخصات مخزن و نوع هیدروکربور می‌باشد. با توجه به همگن نبودن مشخصات فوق در سراسر مخزن، محاسبه میزان هیدروکربور می‌باید بر اساس روش‌هایی صورت گیرد که بتواند واقعیت موجود در مخزن را تا حد ممکن تصویر کند.

همانگونه که مشخص می‌باشد، تعیین مشخصات مخزن و پارامترهای موثر بر میزان هیدروکربور درجای اولیه با استفاده از روش‌های مستقیم امکانپذیر نمی‌باشد. حتی با توجه به آخرین پیشرفت‌های انجام شده در این زمینه، به دلیل اینکه مخازن هیدروکربوری در اعماق زمین واقع و به صورت مجموعه‌ای از سنگ‌های دارای مشخصات بعضاً بسیار متفاوت می‌باشند، ابزار موجود در صنعت به هیچوجه توانایی به تصویر کشیدن واقعیت‌های مخزن را ندارند. داده‌های دریافتی از چاهها نظیر نمودارهای چاه پیمایی و آزمایشات چاهها، اطلاعات کمی در مورد تعداد معدودی از نقاط (چاهها) در پهنه وسیع یک میدان را ارائه می‌دهند و ابزارهایی نظیر لرزه‌نگاری نیز از مشخص کردن بسیاری از مشخصات مخزن عاجز می‌باشند (درحالیکه برخی از مشخصات را نیز بخوبی به تصویر می‌کشند)، لذا میزان اطلاعات مورد استفاده و دقت آنها که بطور مستقیم بازمان و فناوری‌های موجود در ارتباط می‌باشد، می‌تواند در نحوه شناخت ما نسبت به مشخصات مخزن نقش عمده‌ای داشته باشد.

علاوه بر موارد فوق، نحوه تعبیر و تفسیر داده‌های دریافتی از منابع مختلف نیز تاثیر بسزایی بر تصویر موجود از مخزن ارائه می‌نماید. به عبارت دیگر مدلها و ابزار مورد استفاده جهت فرآورش داده‌ها که خود تابع مستقیم زمان و مدلهای ریاضی و فیزیکی موجود می‌باشند نیز بر تصویری که از میدان وجود دارد تاثیر فراوانی دارند.

همچنین با توجه به اینکه تمامی تفسیرهای داده‌های خام، توسط افراد انجام می‌شود، قضاوت‌های کارشناسی نیز نقش عمده‌ای در نحوه فرآورش داده‌ها دارند. چه بسا دو کارشناس مختلف، تفاسیر متفاوتی از یک مجموعه داده واحد را ارائه نمایند که با توجه به عدم امکان شناخت دقیق در برخی موارد، نمی‌توان به صورت قطعی یکی از دو نظر را کاملاً مردود دانست.

مجموعه مطالب فوق بیانگر آن است که هنگامی که از عدد مشخصی برای هیدروکربور درجای اولیه یک میدان صحبت می‌شود این عدد می‌تواند با تعاریف دیگر و در شرایط دیگری بگونه‌ای متفاوت (تاحدودی) محاسبه شده و نتیجه‌ای متفاوت را حاصل نماید. با این حال باید در نظر داشت که مقایسه دو عدد فوق باید در یک محدوده قابل قبول نزدیک یکدیگر باشند.

با توجه به مباحث ارائه شده، می‌توان نتیجه گرفت که هیچیک از پارامترهای مهم در محاسبه میزان هیدروکربور درجای اولیه به صورت دقیق شناخته شده نمی‌باشند و بر اساس میزان اطلاعات موجود، می‌توان مجموعه‌ای از داده‌های مورد قبول و نحوه تغییرات آنها را ارائه داد.

روش آماری مونت کارلو

یک روش متداول محاسبه میزان نفت درجا و نفت قابل استحصال روش آماری مونت کارلو است که در روابط حجمی زیر بکار برده می‌شود:

حجم نفت درجا $N_i = [V_r \times \phi \times (N/G) \times (1-Sw)]\ Bo$

حجم نفت قابل استحصال $N_p = N_i \times F$

در این رابطه N_p حجم نفت قابل استحصال، V_r حجم کل سنگ مخزن، $(1-S_w)$ اشباع نفت، S_w اشباع آب، ϕ تخلخل متوسط N/G نسبت ضخامت خالص سنگ مخزن به نا خالص (کل)، B_o ضریب حجمی نفت، F ضریب بازیافت برحسب درصد و N_i نفت درجا می‌باشد.

بطوری که ملاحظه می‌گردد و چنانچه میانگین کمیتهای V، ϕ، Sw، (N/G)، و F در دست باشند با جانشین کردن مقادیر عددی آنها

در روابط فوق می‌توان حجم نفت درجا و حجم نفت قابل استخراج را محاسبه نمود. اما بطوریکه دیده شد، میانگین اعداد فوق بشرطی دارای دقت و صحت لازم می‌باشد که تعداد چاههای حفر شده با خواص فوق‌الذکر سنگ و سیال مخزن به نسبت وسعت مخزن بحد کافی باشد و لااقل بطور متوسط به چندین چاه در هر کیلومتر مربع سطح مخزن بالغ گردد. ملاحظه می‌شود برای اجابت شروط فوق در مخازن ایران با توجه به وسعت بسیار گسترده سطح آنها تعداد زیادی چاه مورد نیاز می‌باشد. در بدو اکتشاف مخزن عموماً اطلاعات تنها یک حلقه و بعضاً تا دو سه حلقه چاه اکتشافی در دست است. در همین مرحله باید ارزیابی اولیه حجم نفت و نفت قابل استخراج محاسبه و برنامه‌های دراز مدت توسعه میدان طرح‌ریزی شود. بتدریج که تعداد چاهها زیادتر شده و عملکرد مخزن نیز شواهدی از حجم نفت مخزن بدست می‌دهد، ارزیابیهای اولیه مورد تجدید نظر قرار گرفته و دقت محاسبه آنها زیادتر می‌شود. با توجه به محدودیتهای فوق لزوم کاربرد روش آماری جهت محاسبه حجم نفت قابل استخراج و نفت درجا کاملاً احساس می‌گردد.

در اینجا به اختصار یادآور می‌گردد که توزیع آماری تواتری (Statistical Frequency Distribution) میانگینهای یک کمیت فیزیکی در محاسبات یا اندازه‌گیریهای مختلف می‌تواند بصور مختلف ظاهر گردد. صور مختلف توزیع آماری تواتر میانگینها عبارتند از توزیع عادی تواتری (Normal Frequency Distribution)، توزیع مثلثی تواتری (Tri-Angular Frequency Distribution) توزیع متحدالشکل تواتری (Distribution Uniform Frequency) و انواع دیگر توزیع آماری نیز وجود دارد که از موضوع این مقدمه خارج است.

بحث در مورد توزیع طبیعی آماری کمیتهایی که در محاسبه حجم نفت درجا و حجم نفت قابل استخراج دخالت دارند نیز از اهداف این مقدمه خارج است و برای سادگی فرض می‌شود توزیع آماری تمامی این کمیتها توزیع مثلثی است. توزیع مثلثی هر کمیت با تعیین یک «حداقل تخمین» (Minimum Estimate) و یک «بهترین تخمین» (Best Estimate) و یک «حداکثر تخمین» (Maximum Estimate) مشخص می‌شود.

در زمان ارزیابی، بهترین تخمین هر کدام از کمیتهای موثر در محاسبه حجم نفت درجا و نفت قابل استخراج، میانگین اطلاعات چاههای حفر شده موجود می‌باشد. مثلاً اگر تنها یک چاه در مخزن حفر شده باشد، «بهترین تخمین» درصد تخلخل مخزن همان میانگین تخلخل محاسبه شده برای این چاه است. «حداقل تخمین» درصد تخلخل در این چاه، معدل کلیه تخلخلهای کمتر از میانگین مقاطعی است که در این چاه دیده شده و بهمین ترتیب «حداکثر تخمین» درصد تخلخل، معدل کلیه تخلخلهای بیشتر از میانگین مقاطعی است که در چاه دیده شده است. در مورد بقیه کمیتها در این مرحله بهمین نحو علم شده و بدین ترتیب توزیع مثلثی تمامی کمیتها مشخص می‌شود.

پس از مشخص شدن تواتر توزیع مثلثی کمیتهای فوق و با استفاده از مدل کامپیوتری بسیاری کوچکی (Monte-Carlo Simulation Model) که در آن معادله حجمی نفت درجا و نفت قابل استحصال گنجانده شده این دو کمیت محاسبه می‌شوند.

در مدل فوق پس از تبدیل توزیع تواتر (Frequency Distribution) کمیتهای ϕ، Sw و ... به منحنی توزیع انباشتی تواتر (Cumulative Frequency Distribution) که آن را منحنی S (بدلیل شباهت زیاد این منحنی به حرف انگلیسی S) می‌نامند، محاسبه انجام می‌شود.

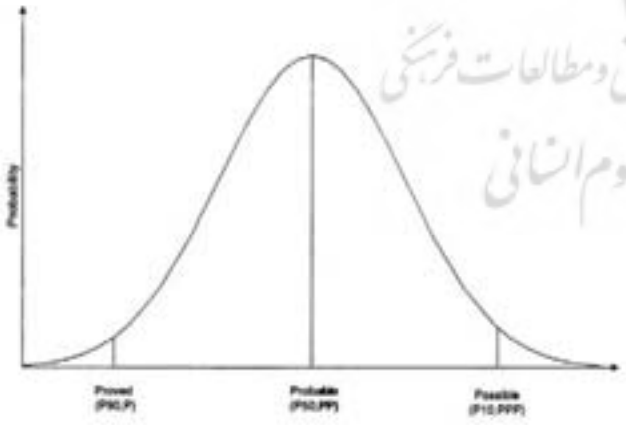
در روش مونت کارلو که روش انتخاب تصادفی یا انتخاب شانسی نیز نامیده می‌شود هر بار با مراجعه به جدول مولد اعداد تصادفی (Random Number Generator) یک عدد چند رقمی انتخاب نموده و آن را معادل توزیع انباشتی تواتر کمیت قرار می‌دهند. با انتقال این نقطه بر روی محور Yها (محوریکه توزیع انباشتی تواتر کمیت مورد نظر فرض شده است) از روی منحنی بر محور Xها میزان کمیت متناظر آن خوانده و ثبت می‌گردد. این عمل در مدل بتعداد دفعات کافی جهت اطمینان از کفایت انتخاب نمونه تکرار می‌شود (مدل فعلی ۱۵۰۰ مرتبه). بدین ترتیب برای کمیتهای V، n، ϕ، Sw، Bo و F هر کدام ۱۵۰۰ نمونه آماده می‌گردد که در معادل حجمی داده شده برای محاسبه حجم نفت درجا و نفت قابل استخراج مورد عمل قرار می‌گیرند.

در نتیجه برای کمیتهای نفت درجا N_i و نفت قابل استخراج N_b هر کدام ۱۵۰۰ عدد محاسبه می‌شود و بصورت منحنی توزیع انباشتی تواتر داده می‌شود. فورمولاسیون مدل طوری است که توزیع آماری کمیتهای N_i و N_b بصورت توزیع عادی بوده و میانگین و انحراف معیار (Standard Deviation) آنها نیز محاسبه می‌شود.

نتایج حاصل معمولاً به صورت نموداری تقریباً مانند منحنی ذیل می‌باشد. مقادیری که از این طریق جهت بیان میزان هیدروکربور درجا بدست می‌آید عبارتند از:

۱ – مقدار اثبات شده

بر اساس تعاریف آماری این مقدار دارای احتمال وقوعی بالاتر از ۹۰ درصد می‌باشد یا عبارت دیگر مقدار هیدروکربور درجای اولیه واقعی به احتمال ۹۰ درصد برابر و یا بیشتر از این مقدار می‌باشد یا به عبارتی میانگین محاسبه شده منهای ۱/۵ برابر انحراف معیار (P۹۰ یا P) نگاره-۱



۲ – مقدار مورد انتظار

این مقدار برابر میانگین محاسبه شده و مقداری از هیدروکربور می‌باشد که احتمال وقوع وجود آن در مخزن ۵۰ درصد می‌باشد (P۵۰ یا PP) با این حال ۵۰ درصد احتمال موجود مقادیر بیشتر و ۵۰ درصد احتمال وجود مقادیر کمتری از هیدروکربور در مخزن وجود دارد. بصورت معمول از این مقدار جهت انجام سرمایه‌گذاری

استفاده می‌گردد.

۳ - مقدار ممکن

این مقدار برابر میانگین محاسبه شده باضافه ۱/۵ برابر انحراف معیار است (P۱۰ یا PPP). احتمال اینکه حجم هیدروکربور موجود در مخزن کمتر از این مقدار باشد در حدود ۱۰ درصد می‌باشد. به عبارت دیگر از لحاظ آماری می‌توان گفت این مقدار حداکثر حجم ممکن برای هیدروکربور درجای اولیه می‌باشد.

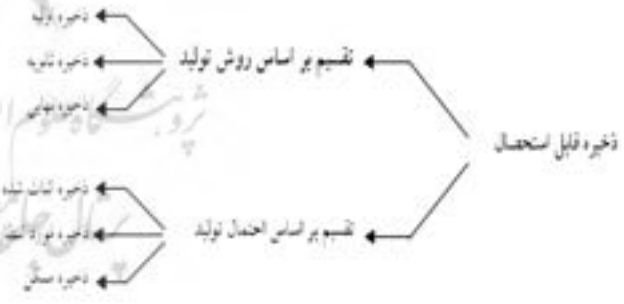
یادآور می‌شود در بدو اکتشاف مخزن که تنها یک چاه در آن حفر شده است اعتبار ذخایر فوق‌الذکر کمتر می‌باشد و بهمین دلیل انحراف معیار محاسبه شده برای میانگین آنها در تخمین‌های اولیه بسیار زیاد می‌باشد. طبیعی است هرچه تعداد چاههای حفر شده زیادتر و عملکرد مخزن مشخص‌تر شود دقت محاسبات بیشتر می‌گردد.

ذخیره قابل استحصال

تنها بخشی از کل حجم هیدروکربور درجای اولیه را می‌توان تولید نمود. بدین صورت که با توجه به مشخصات مخزن اعم از جنس و کیفیت سنگ مخزن، خواص هیدروکربور موجود در همچنین تکنولوژی موجود با استفاده از روش‌های متفاوت می‌توان مقداری از هیدروکربور درجای اولیه را تولید و سطح زمین منتقل کرد.

بر اساس عوامل مختلفی که در تعیین میزان هیدروکربور قابل برداشت موثر می‌باشند. دسته‌بندی‌ها و تعاریف متفاوتی است که در مورد میزان هیدروکربور قابل بازیافت انجام شده است مهمترین شرطی که در تمامی تعاریف و دسته‌بندی‌ها می‌باید رعایت گردد، اقتصادی بودن تولید می‌باشد. بدین صورت که عبارت ذخیره به آن بخشی از نفت قابل تولید اطلاق می‌گردد که بتوان آن را به صورت اقتصادی تولید نمود.

به طور کلی میزان ذخیره هیدروکربور قابل استحصال دو تقسیم‌بندی کلی دارد:



تقسیم ذخیره قابل استحصال بر اساس احتمال تولید

با توجه به اینکه یکی از مهمترین پارامترهای موجود در تعیین میزان ذخیره قابل استحصال از یک مخزن، میزان هیدروکربور درجای اولیه آن می‌باشد، استفاده از مقادیر شرح داده شده در بخش هیدروکربور درجای اولیه (اثبات شده، مورد انتظار و ممکن) نتایج متفاوتی را حاصل خواهد نمود که به ترتیب ذخایر اثبات شده، مورد انتظار و ممکن را حاصل خواهد نمود.

تقسیم ذخیره قابل استحصال بر اساس روش تولید

ذخیره اولیه

میزان ذخیره اولیه به حجمی از هیدروکربور اطلاق می‌گردد که با استفاده از نیروهای طبیعی در مخزن و بدون تقویت آنها قابل تولید باشد. ساز و کارهایی که به صورت طبیعی در مخزن وجود دارند عبارتند از: رانش انبساط گاز محلول (Solution Gas Drive)، آبران (Water Drive)، انبساط گاز کلاهک (Gas Cap Drive)، رانش انبساط سیال (Fluid and Rock Expansion) و بالاخره رانش ترکیبی است. شرح این رانش‌ها ارائه خواهد شد.

ذخیره ثانویه

ذخیره ثانویه به حجمی از هیدروکربور قابل تولید می‌شود که با استفاده از روش‌های بهینه‌سازی تولید (IOR) قابل تولید باشد. این روش‌ها عبارتند از روش‌های تزریق آب یا هرگونه سیال دیگر که با سیال درون مخزن قابل امتزاج نباشد. این روش‌ها عموماً زمانی مورد استفاده قرار می‌گیرد که میزان تولید با استفاده از انرژی‌های طبیعی مخزن به حد اقتصادی خود رسیده باشد. از این روش‌ها می‌توان به تزریق گاز با هدف تامین فشار (Pressure Maintenance) و سیلابه‌زنی با گاز (Gas Flooding) اشاره نمود. در دنباله مطلب به شرح مختصری پیرامون این روشها پرداخته خواهد شد.

ذخیره نهایی

در این حالت با استفاده از روش‌های پیشرفته‌تر حجم بیشتری از هیدروکربور نسبت به آنچه توسط روش‌های تولید ذخیره ثانویه قابل تولید می‌باشد، استخراج می‌گردد. برخی از روش‌هایی که جهت تولید ذخیره ثانویه استفاده می‌گردند عبارتند از، روش‌های کنترل Mobility، سیلابه‌زنی توسط مواد شیمیایی (chemical Flooding)، تزریق امتزاجی گاز (Miscible Gas Injection) و روش‌های حرارتی (Thermal Methods).

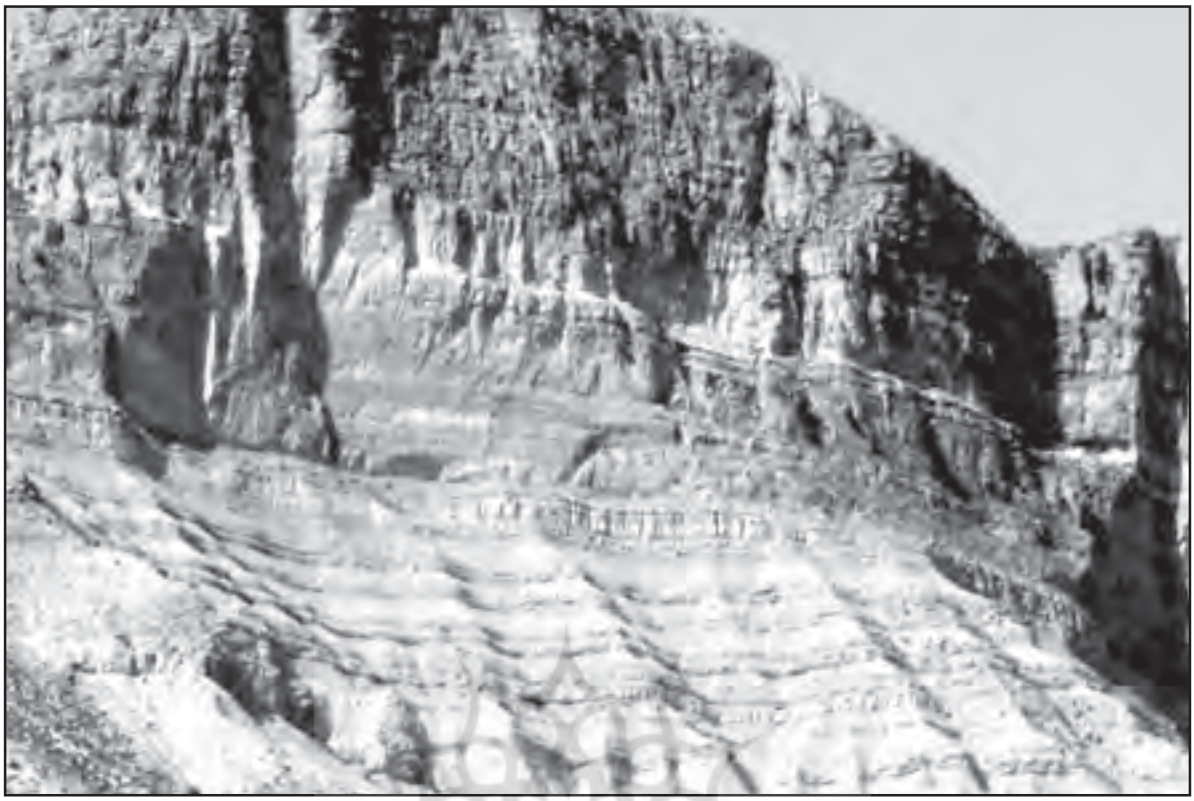
عوامل تشکیل دهنده ذخایر قابل بازیافت

همانگونه که مشخص می‌باشد بخش بزرگی از میزان ذخایر قابل بازیافت در کلیه مخازن هیدروکربوری مربوط به ذخایر ثانویه و نهایی می‌باشد که دارای روش‌ها و ساز و کارهای متفاوتی است که بسیاری از آنها حتی با فناوریهای کنونی صنعت نفت به صورت کامل شناخته نشده‌اند. لازم به تاکید است که شرایط اقتصادی حاکم بر زمان انجام مطالعات مخازن، نظیر قیمت جهانی نفت و هزینه استفاده از تجهیزات و فناوری مورد استفاده جهت تولید هیدروکربور بر میزان ذخیره قابل استحصال تاثیر مستقیم دارد. لذا واضح است چون تمامی پارامترهای مورد بحث تابعی از زمان و مکان هستند بنابراین زمان انجام مطالعه تاثیر زیادی بر نتایج حاصله خواهد داشت.

ذکر این نکته ضروری بنظر می‌رسد که، روش‌های بازیافت مذکور در ابتدا با انجام مطالعات و تحقیقات و سپس در مرحله آزمایشی شناخته و بررسی شده و سپس با پیشرفت فناوری برخی از آنها در مقیاس صنعتی مورد استفاده قرار گرفته‌اند. لذا می‌توان با قطعیت بیان داشت که در آینده شاهد معرفی شیوه‌های جدیدتر و موثرتری جهت تولید میادین نفتی/ گازی به صنعت نفت جهان خواهیم بود.

نکته دیگری که تاکید مجدد آن ضروری بنظر می‌رسد این مطلب می‌باشد که مشخصات و شرایط مخازن و سیالات موجود در آنها تاثیر بسزایی در تعیین روشهای تولید و میزان بازیافت از آنها با استفاده از روش‌های تولید اولیه، ثانویه یا نهایی خواهد داشت.

به عبارت دیگر مخازن با خصوصیات مخزنی یکسان ولی حاوی انواع مختلف نفت خام اعداد و ارقام کاملاً متفاوتی برای میزان ذخایر انتظار داشته باشیم. مطلب مذکور زمانی که پیچیدگی‌های بسیار زیاد موجود در مخازن را به آن اضافه نماییم، کاملاً مشخص کننده دلیل تفاوت اعداد و ارقام متفاوت ضرایب بازیافت میادین مختلف می‌باشد.



ضریب بازیافت Recovery Factor

مهمترین عامل تعیین کننده مقدار نفت قابل استحصال از یک مخزن نفتی است.

$$N_p = [V_r(1-S_w)(\phi)(N/G)/B_o](F)$$

در این رابطه N_p حجم نفت قابل استحصال، V_r حجم موثر سنگ مخزن، $(1-S_w)$ درصد اشباع نفت، ϕ درصد تخلخل مفید N/G نسبت ضخامت خالص سنگ به ضخامت کل بر حسب درصد، B_o ضریب حجمی نفت، F ضریب بازیافت برحسب درصد

چنانچه ملاحظه می‌شود ضریب بازیافت درصدی است از مقدار نفت درجا. از بطور کلی ضریب بازیافت تابعی است از متغیرهای استاتیک مخزن مانند عمق، اشباع آب، نسبت ضخامت خالص به کل و همچنین تابعی است از متغیرهای دینامیک مخزن مانند ساز و کارهای رانش، تراوایی نسبی، فشار، حرارت، گرانروی نفت، تراکم سنگ

ضریب بازیافت طبیعی

درصدی از نفت درجا است که تحت انرژی طبیعی مخزن قابل استحصال است.

ضریب بازیافت ثانویه

درصدی از نفت درجا است که با افزایش مصنوعی انرژی مخزن استحصال می‌گردد.

ضریب بازیافت کل

مجموع درصدهایی از نفت درجا است که با انرژی طبیعی و دیگر روشهای ازدیاد برداشت ثانویه و ثالثیه قابل بازیافت است.

ضریب بازیافت متوسط

نسبت درصد نفت قابل استحصال از میدانهای مختلف به مقدار کل نفت درجای همان میدانها است.

عوامل موثر بر ضریب بازیافت

ضریب بازیافت در یک میدان نفتی تابع دو دسته از متغیرها است

۱ – متغیرهای استاتیک

۲ – متغیرهای دینامیک

۱ – متغیرهای استاتیک

۱ –۱– حجم سنگ Vr این متغیر تحت تاثیر عوامل ساختمانی که با حفر چاهها به آنها دسترسی میسر می‌گردد دچار نوسان است گسل‌های تراست موجب کاهش و گسل‌های نرمال موجب افزایش حجم سنگ مخزن می‌شوند برداشت‌های لرزه‌نگاری سه بعدی می‌تواند موجب کاهش و یا افزایش حجم سنگ مخزن گردند.

۱ –۲– تخلخل

در مخازن کربناتی و ناهمگن ایران افزایش و یا کاهش تخلخل با حفاری چاههای بیشتر معین می‌گردد. و میتواند بر حسب تخلخل آژند ϕ^m و تخلخل شکستگی ϕ تقسیم شود.

۱ –۳– اشباع آب Sw

$$S_w = (F\,R_w/Rt)^{\frac{1}{n}}$$

$$F = a/\phi^m$$

در این معادله S_w اشباع آب بر حسب درصد، F ضریب مقاومت الکتریکی سنگ، R_w مقاومت الکتریکی آب سازنده، Rt مقاومت الکتریکی سنگ، n توان اشباع a فاکتوری تابع عمق ونوع سنگ، ϕ تخلخل بر حسب درصد، m ضریب سیمان شدگی

n توان اشباع است که با آزمایشات مخصوص مغزه‌ها SCAL تغییر می‌نماید m ضریب سیمان‌شدگی، a فاکتورهایی هستند که تا حدودی تابع عمق و از طریق آزمایشاتی قابل تغییر می‌باشند.

۱ -٤- ضخامت خالص به ضخامت کل N/G

این فاکتور تابعی است از مقدار شیلی بودن سنگ، حد تخلخل ϕcut off و حد اشباع Sw cut off.

آنچه مسلم است متغیرهای استاتیک می‌توانند در مقدار نفت درجا تغییر فزاینده و یا کاهنده داشته باشند در هر صورت پارامترهای استاتیک دارای تاثیر بر مقدار بازیافت طبیعی (اولیه) می‌باشند. تنها پارامتر استاتیک موثر در بازیافت ثانویه و ضریب آن تنها درصد اشباع آب عامل موثر است و سایر پارامترها تاثیری مستقیم نخواهند داشت.

۱ -۵- عمق مخزن

عمق مخزن از زمره عوامل موثر بر بازیافت طبیعی می‌باشد.

مسلماً نقش تخلخل و نوع سنگ از پارامترهای اساسی موثر بر ضریب بازیافت می‌باشند ماسه سنگها معمولاً دارای تخلخل زیاد هستند و لذا ضریب بازیافت در آنها نسبت به مخازن کربناتی بیشتر است مانند میدان اهواز ولی باید بخاطر داشت که مخازن کربناتی در بعضی از کشورها مانند عربستان دارای تخلخل تا حدود ۲۵ درصد می‌باشند و لذا انتظار ضریب بازیافت بیشتر موجه است.

۲ - متغیرهای دینامیک

۲ -۱- ساز و کارهای رانش

ساز و کارهایی هستند که موجب انرژی طبیعی مخزن و یا به عبارتی موجب حرکت نفت از سنگ به چاه و بالاخره به سطح زمین می‌شوند و عبارتند از:

الف) رانش سفره آب

در چنین رانشی سفره آب زیر نفت دارای تحرک بوده و موجب رانش نفت می‌شود در صورتیکه رانش آبی در یک میدان موثر عمل نماید و مخزن نیز ماسه سنگی باشد بیشترین ضریب ازدیاد برداشت طبیعی قابل انتظار است مانند میدان نفتی اهواز مخزن آسماری که مقدار این ضریب حدود ٦۰ درصد است.

ب) رانش کلاهک گازی

در مخازن نفتی اشباع که دارای کلاهک گازی وسیع هستند با تولید نفت این کلاهک منبسط و موجب رانش نفت از بالا به پایین خواهد بود. این رانش پس از رانش آبی می‌تواند بازیافت طبیعی را افزایش دهد مانند میدان رگه سفید.

ج) رانش گاز محلول در نفت

گاز محلول در نفت موجب تحرک نفت از سنگ به چاه می‌شود از نظر تاثیر مشابه بتوان این رانش را در رده سوم نسبت دو رانش بحث شده قبلی قرار داد.

د) رانش در اثر انبساط سنگ و سیال

با تولید از یک میدان فشار مخزن کاهش و در نتیجه سنگ و سیال مخزن منبسط می‌شوند این انبساط موجب رانش نفت نمی‌گردد و از نظر بازیافت از مخزن این رانش نسبت به رانش‌های دیگر ضعیف‌تر است.

ه) رانش ترکیبی

مسلماً هر مخزن می‌تواند از ترکیبی از انواع رانش‌های یاد شده بهره‌مند باشد که به آن رانش ترکیبی گفته می‌شود و سهم هر یک از انواع رانش‌ها در این ترکیب مشابه نبوده و لذا این رانش برتر است که می‌تواند تاثیر بیشتری را بر بازیافت طبیعی از مخازن ایفا نماید.

۲ -۲- تاثیر فشار

فشار یک مخزن دارای دو نقش اساسی یکی نگهداشت گاز محلول در نفت که با عدم رسیدن به نقطه غلیان و در نتیجه عدم انقباض نفت تعریف می‌گردد و چه انقباض نفت دارای دو مفهوم است یکی افزایش غلظت و دیگر افزایش کشش میانرویه بین سنگ و سیال است.

در فشار ثابت بازیافت نفتی بیشتر است که غلظت یا گرانروی آن کمتر است.

۲ -۳- دما

حرارت در فشار ثابت موجب رقیق شدن نفت و کاهش کشش میانرویه می‌شود.

۲ -٤- گرانروی Viscosity

این عامل به هر صورت مرتبط با درجه سنگینی نفت با درجه API آن می‌باشد. هرچه گرانروی نفت بیشتر باشد حرکت آن در یک محیط متخلخل با دشواری بیشتر همراه می‌شود تاثیر گرانروی بر ضریب بازیافت طبیعی زمانی بیشتر آشکار می‌شود که تخلخل محیط کم باشد.

چنانچه ملاحظه می‌شود فاکتورهای دینامیک دخیل در ضریب بازیافت طبیعی گذشته بر تاثیر مستقیم دارای تاثیر ترکیبی فاکتورهای یاد شده بر این ضریب را دارا می‌باشد.

بازیافت ثانویه

به منظور افزایش ضریب بازیافت از مخازن از روشهای ازدیاد برداشت، استفاده می‌شود و به مقدار نفت اضافی تولید شده با این روشها بازیافت ثانویه گفته شده و نسبت این مقدار به کل نفت درجا ضریب بازیافت ثانویه خوانده می‌شود.

بطور کلی اگر در اثر تولید اولیه فشار مخزن دچار نقصان شود فشار نفت به غلیان رسیده و گاز محلول آن شروع به جدا شدن می‌نماید و نفت تغلیظ می‌گردد و این پدیده موجب گیرافتادن نفت تغلیظ شده در خلخل و خرج سنگ می‌شود و دیگر به آسانی قابل استحصال نخواهد بود به کلیه اقدامات جلوگیری کننده از این پدیده روشهای ازدیاد برداشت می‌گویند.

فرازآوری مصنوعی

زمانیکه فشار مخزن به حدی نقصان یابد که نتواند نفت را به سطح زمین برساند و یا به عبارتی وزن ستون نفت در چاه به فشار مخزن غلبه نماید با تزریق گاز به ستون نفت آنرا سبک نموده و چاه را با نسبت گاز به نفت تولیدی زیاد مورد بهره‌برداری قرار می‌دهند مانند میدانهای آغاجاری، گچساران، بی‌بی‌حکیمه. از دیگر روشهای فرازآوری مصنوعی استفاده از پمپهای درون چاهی است که می‌تواند نفت را بهمراه آب زیاد نیز تولید نماید مصداق این روش در فلات قاره ایران است. گاهی نیز روش فرازآوری با گاز برای افزایش تولید از میدانهائیکه انرژی کافی را دارا می‌باشند بکار رفته است.

نگهداشت فشار

به منظور حفظ فشار مخزن لازم است معادل حجم نفت و گاز تولیدی از مخزن گاز به مخزن تزریق گردد. معمولاً در دوره توسعه میدان تزریق صورت نمی‌گیرد ولی در دوره تثبیت تولید تزریق به منظور حفظ فشار مخزن صورت می‌گیرد که به آن Enhanced Oil Recovery می‌گویند.

فشار افزایی

اگر میدانی در طی دوره تثبیت تولید اولیه مورد تزریق گاز واقع نشده باشد مقدار زیادی از انرژی طبیعی مخزن از دست رفته است مانند بسیاری از میدانهای نفتی ایران در مرحله اول فشار افزایی با تزریق گاز تا رسیدن به فشار اولیه مخزن تداوم می‌آید و سپس تزریق به منظور نگهداشت فشار تداوم خواهد یافت.

بازگردانی گاز

تولید گاز غنی و استحصال میعانات گازی و بازگردانی گاز خشک به مخازن بنحوی موجب بازیافت ثانویه هیدروکربورهای مایع است که در میدان پازنان در حال اجراء می‌باشد.

افزایش قابلیت تحرک نفت

در موارد فرازآوری مصنوعی، نگهداشت فشار و فشار افزایی معمولاً تزریق گاز خشک مورد تزریقی بصورت غیر امتزاجی است ولی اگر

منظور از تزریق گاز علاوه بر موارد یاد شده افزایش قابلیت تحرک نفت باشد از گاز غنی برای تزریق استفاده می‌شود و به این نوع تزریق امتزاجی می‌گویند مانند میدان رامشیر.

در جدول ۱ وضعیت تزریق گاز در میدانهای نفتی خشکی ایران خلاصه شده است.

تزریق آب

معمولاً گزینه آب برای کشورهایی با اقلیم خشک کاری پرهزینه و غیر عملی ولی در میدانهای دریایی عملی‌تر است در ایران تزریق آب در میدانهای درود، سلمان و سیری صورت می‌گیرد.

مقایسه تزریق گاز و آب

الف- تزریق گاز

- موجب دیفیوژن مولکولی گاز در نفت می‌شود
- موجب ایجاد تورم Swelling نفت می‌شود
- فشار میانرویه را کاهش می‌دهد
- موجب کاهش اشباء نفت باقیمانده می‌شود
- تاثیر آن بر افزایش ضریب بازیافت دراز مدت است
- Sweep efficiency کم است
- دارای تاثیر مثبت در دو حالت تر شوندگی سنگ مخزن آب تر و نفت تر می‌باشد
- بازگشت سرمایه‌گذاری در تاسیسات تزریق گاز در درازمدت میسر است

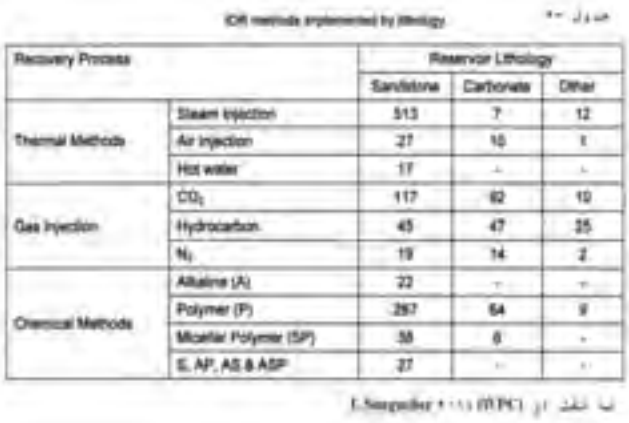
ب- تزریق آب

- فشار میانرویه راکاهش نمی‌دهد
- ایجاد Swelling در نفت نمی‌نماید
- اشباع نفت باقیمانده بیشتر است
- Sweep efficiency نسبت به گاز زیادتر است
- دارای بهترین تاثیر در مخازن با ترشوندگی آب تر می‌باشد
- نتایج بازیافت ثانویه در کوتاه مدت میسر است
- بازگشت سرمایه‌گذاری در تاسیسات سریع‌تر اتفاق می‌افتد

تزریق سایر سیالات

با وجودیکه در سایر نقاط جهان سایر سیالات همچون CO_2، هوا، نیتروژن، بخار آب و آب داغ به منظور ازدیاد برداشت به مخازن نفتی می‌شود ولی در ایران تاکنون از اینگونه سیالات استفاده نشده است.

در جدول به انواع روشهای ازدیاد برداشت در مقابل انواع سنگ مخزن بر حسب تعداد تا سال ۲۰۰۴ میلادی در آمریکا را نشان می‌دهد و نکته حائز اهمیت تعداد بیشتر پروژه‌های تزریق CO_2 در مخازن کربناتی نسبت به گازهای هیدروکربوری است.



Recovery Process		Reservoir Lithology		
		Sandstone	Carbonate	Other
Thermal Methods	Steam injection	513	7	12
	Air injection	27	10	1
	Hot water	17	-	-
Gas Injection	CO_2	117	62	10
	Hydrocarbon	45	47	35
	N_2	19	14	2
Chemical Methods	Alkaline (A)	22	-	-
	Polymer (P)	257	64	9
	Micellar Polymer (SP)	38	8	-
	S, AP, AS & ASP	27	-	-

مقایسه ضرایب بازیافت در جهان، خاورمیانه و ایران

بر اساس نگاره ۲ یک مقایسه نسبی بدون توجه به سنگ‌شناسی مخزن در میدانهای نفتی جهان، خاورمیانه و ایران صورت گرفته است چنانچه ملاحظه می‌شود ضریب بازیافت در ایران در زیر خط متوسط جهانی و خاورمیانه قرار می‌گیرد و تنها در ۱۴ میدان ایران ضریب بازیافت از متوسط جهانی و خاورمیانه بالاتر است باید توجه داشت که این موضوع در گرو شرایط بهتر عوامل استاتیک و دینامیک مخازن از یکسو، بکارگیری روشهای ازدیاد برداشت و بالاخره بهره‌گیری از فناوریهای پیشرفته صنایع بالادستی از سوی دیگر است.

ضریب بازیافت میدانهای نفتی خاورمیانه

امروزه میزان نفت اثبات شده جهانی با احتساب ماسه‌های نفتی (کانادا، ونزوئلا) برابر ۱۲۹۲ میلیارد بشکه و بدون ماسه‌های نفتی ۱۰۵۰ میلیارد بشکه اعلام گردیده است.

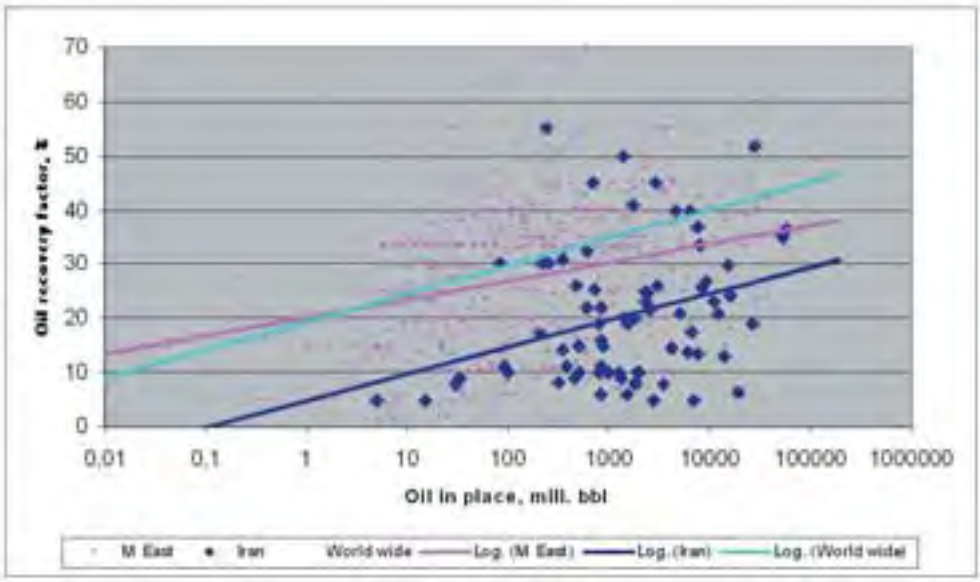
از مقدار نفت اثبات شده فوق ٦٥/٤٪ ذخایر آن متعلق به ذخایر نفت منطقه خاورمیانه می‌باشد.

استحصال نفت‌های اثبات شده فوق از مخازن، تابعی از مشخصات سنگ و ساختار مخازن همراه با نوع نفت می‌باشد. با توجه به اینکه میزان همگن بودن سنگ مخازن، نوع سنگ و فضای متخلخل که حاوی نفت درجا می‌باشد نقش تعیین کننده‌ای در تولید خواهد داشت. بدین‌منظور در محافل علمی و فنی زمین‌شناسی این مشخصات سنگ را به گروه ماسه سنگها (Sandstone) و آهکی (Limestone) دسته‌بندی می‌نماید. هرکدام از گروههای فوق دارای مشخصات و پارامترهای موثری است که بر مکانیزمهای استاتیک و دینامیک و نهایتاً میزان تولید نفت و یا ضریب ازدیاد برداشت خواهد داشت.

اگر نفت دنیا و خصوصاً منطقه خاورمیانه را در چهارچوب فوق دسته‌بندی بنماییم جدول ۱ بشرح ذیل برای پنج کشور عمده تولید کننده خاورمیانه که عمده نفت آنان در سنگ‌های کربناته ذخیره می‌باشد، ارائه می‌گردد.

جدول-۳۰

	درصد نفت در سنگ کربناته	ضریب ازدیاد برداشت (RF)
عربستان سعودی	٪۷۱	۵۰-٦۰٪
امارات متحده	٪۹۸	٤۰-۵۰٪
کویت	٪٤۰	۵۰-٦۰٪
ایران	٪۷۷	۲۰-۳۰٪
عراق	٪٦۷	۲۵-۳۵٪



نگاره ۳- ضریب بازیافت در مقابل مقدار نفت درجا برای خاورمیانه و خط برازنده جهانی

ضریب بازیافت میادین نفتی ایران

بسیاری از میادین نفتی ایران دارای خواص ویژه و منحصر به فردی می‌باشند، به نحوی که تعدادی از بزرگ‌ترین میادین ایران به دلیل همین خواص ویژه در بین مهندسین نفت جهان مشهور می‌باشند.

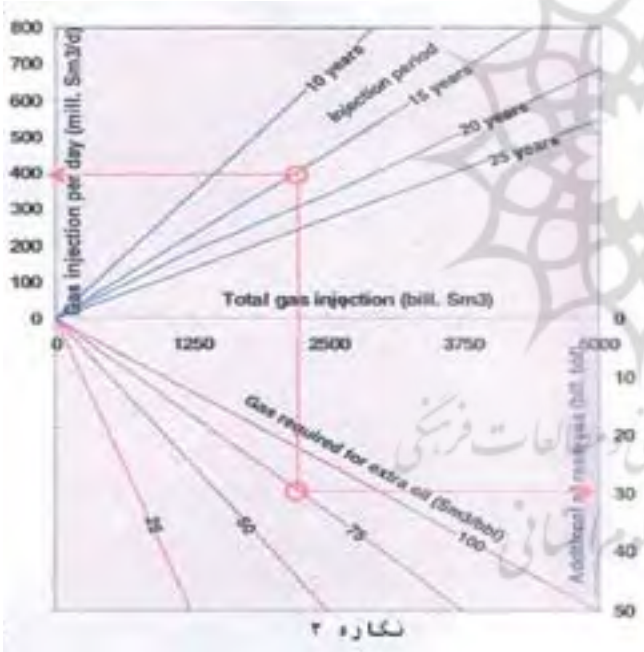
ایران دارای میادینی نظیر میدان اهواز- آسماری می‌باشد که به دلیل خواص خوب مخزنی و کیفیت مناسب نفت خام آن، تنها در صورت بکاربردن مدیریت صحیح و به موقع، توانایی تولید تا ضرایب بازیافتی بالاتر از ٦٠ درصد را دارد که در نوع خود منحصر به فرد بوده و از بالاترین ضرایب بازیافت ممکن در تمامی‌میادین نفتی متداول دنیا می‌باشد. همچنین میادینی نظیر آب تیمور بنگستان و یا منصور بنگستان حتی با بکارگیری از روش‌های بازیافت ثانویه مطالعه شده بر روی این میادین تنها قابلیت تولید تا ضرایب بازیافتی حدود ١٢-١١ درصد را دارا می‌باشند.

لازم به ذکر است که اکثر قریب به اتفاق میادین نفتی ایران از سنگ‌های کربناته تشکیل شده‌اند که عموماً دارای ضرایب بازیافت پایین‌تری نسبت به میادین ماسه‌سنگی می‌باشند. همچنین با توجه به اینکه بسیاری از آنها به صورت طبیعی شکاف‌دار می‌باشند، مدیریت تولید، نگهداری و توسعه آنها بسیار سخت و حساس می‌باشد.

در سال‌های ١٣٨١ تا ١٣٨٤ اکثر میادین نفتی مهم کشور در خشکی و دریا مورد مطالعات مخازن قرار گرفتند. مطالعات مذکور که توسط بهترین شرکت‌های داخلی و خارجی موجود انجام شده‌اند با هدف بررسی امکان افزایش ذخایر میادین مذکور در صورت استفاده از روش‌های بهینه تولید انجام گردیدند.

در تمامی‌مطالعات روش‌های مختلف تولید، اعم از روش‌های تولید اولیه و ثانویه در حالت‌ها و ترکیب‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفتند و نتایج آنها با شرایط فنی و اقتصادی روز صنعت نفت تطبیق داده شد. در نهایت برای هر میدان/ مخزن یک روش بهینه تولید هزینه‌های اجرای طرح مذکور و شرایط اقتصادی آن به دست آمد.

نتایج مطالعات انجام شده گویای آنست که امکان تولید حدود ١٧-١٥ بیلیون بشکه نفت اضافی با استفاده از روشهای ازدیاد برداشت ثانویه در طی ٣٠ سال وجود دارد.



نگاره ۴

اگر هدف تولید ١٧ بیلیون بشکه نفت اضافی با روش ازدیاد برداشت از طریق تزریق گاز در یک دوره ٢٥ ساله باشد با توجه به نگاره-٣ اگر برای بازیافت ثانویه هر بشکه نیاز به تزریق ٣٥٣١/٤ فوت مکعب استاندارد (١٠٠ مترمکعب) در نظر گرفته شود. نیاز تزریق تجمعی گاز بالغ بر ٧٠ تریلیون فوت مکعب با نرخ تزریق روزانه ٧/٦ بیلیون فوت مکعب گاز می‌باشد. با لحاظ داشتن موارد فوق میتوان انتظار داشت که در صورت اجراء به موقع پروژه‌های ازدیاد برداشت ثانویه سالانه بیش از ١٤ درصد به درآمد کشور از نفت افزود.

مثالی در سرمایه‌گذاری مورد نیاز در پروژه‌های ازدیاد برداشت

به منظور دست‌یابی به هزینه‌های سرمایه‌ای ازدیاد برداشت ارزیابی انجام شده برای یک میدان نفتی بزرگ مورد توجه قرار می‌گیرد. بزرگی

میدان تاثیر فراوانی در طولانی شدن زمان تولید دارد و اگر بخواهیم زمان بهره‌برداری را کوتاه و سریعتر به نتیجه برسیم لازم است سرمایه‌گذاری زیادی را انجام دهیم تا هم زمان را کاهش داده و هم تولید را افزایش دهیم و به همین نسبت اگر حجم سرمایه‌گذاری را کمتر نماییم مسلماً نرخ تولید کمتر و دوره بهره‌برداری طولانی‌تر خواهد بود. با توجه به این موارد جدول ٤ تمامی‌موارد ممکن را منعکس می‌نماید. اگر بخواهیم تولید روزانه را از ۵۰۰ هزار بشکه در روز به ۶۵۰ هزار بشکه در روز افزایش دهیم به ترتیب نیاز به تزریق از ۱/۱ تا ۳ بیلیون فوت مکب در روز خواهیم داشت. در عین حال باید توجه داشت در گزینه‌های متفاوت مدیریت آبهای همراه تولیدی مختلف خواهند بود. مسلماً نرخ تولید بیشتر مستلزم حفاری تعداد متنابهی چاههای جدید خواهد بود. مطالعات نشان می‌دهد افزایش نرخ تولید با توجه به اهداف تولید در کوتاه مدت میسر است ولی افزایش اهداف در بازیافت نهایی نیاز به تزریق گاز دارد. در گزینه ازدیاد برداشت متوسط نرخ تولید ۶۰۰ هزار بشکه در روز در نظر گرفته شده و برای رسیدن به آن ١٤٤ حلقه چاه جدید و تزریق گاز روزانه ۱/۵ بیلیون فوت مکعب مورد نیاز می‌باشد در این صورت تولید تجمعی تا سال ۲۰۳۵ برابر ۱۴۷۰۰ میلیون بشکه، تولید نهایی ۱۶۰۰۰ میلیون بشکه و ضریب بازیافت به ۴۰ درصد افزایش خواهد یافت.

بررسی هزینه‌ها و اقتصاد پروژه

مجموع کل سرمایه‌گذاری مورد نیاز در ازدیاد برداشت در این میدان در یک دوره ۳۰ ساله در سه حالت تزریق کم، متوسط و زیاد از ۵۱۹۰ تا ۷۴۰۰ میلیون دلار با ارزش دلار در سال ۲۰۰۳ افزایش می‌یابد در جدول

جدول-٤

گزینه	سطح تولید هزار بشکه در روز	نرخ تزریق گاز بیلیون فوت مکعب در روز	تولید تجمعی نفت تا سال ۲۰۳۵ میلیون بشکه	بازیافت نهایی میلیون بشکه	ضریب بازیافت ٪	نیازهای تزریق گاز از ۲۰۰۵ تا ۲۰۳۵ تریلیون فوت مکعب (بیلیون متر مکعب)	تعداد چاههای مورد نیاز از ۲۰۰۶ تا ۲۰۳۵
گزینه مبنا	۹ درصد کاهش تولید از سال ۲۰۰۵	در نظر گرفته نشده	۱۰۷۰۰	۱۷۷۰۰	۲۷	٤ (۱۱۵)	۰
تداوم وضع فعلی	۵۲۰	در نظر گرفته نشده	۱۲٤۰۰	۱٤۳۰۰	۳۵	۷/۹ (۲۱۵)	
ازدیاد برداشت کم	۵۲۰	۱/۱ تا ۱/۲ از سال ۲۰۰۵	۱٤۲۰۰	۱۶۰۰۰	٤۰	۱۲/۷ (۳۶۰)	۱۱۷
ازدیاد برداشت متوسط	۶۰۰	۱/۵ از سال ۲۰۰۵	۱۱۷۰۰	۱۶۰۰۰	٤۰	۱۷/۸ (۵۰۹)	۱٤٤
ازدیاد برداشت زیاد	۶۵۰	۳/۰ از سال ۲۰۰۸	۱٤۹۰۰	۱۸۵۰۰	٤۶	۲٤/۵ (۶۹۵)	۲۳۲

جدول-۵

هزینه‌های سرمایه‌ای بر حسب میلیون دلار و ارزش دلار در سال ۲۰۰۳	گزارش ازدیاد برداشت کم	گزارش ازدیاد برداشت متوسط	گزارش ازدیاد برداشت زیاد
مدیریت و برنامه‌ریزی ازدیاد برداشت	۳۶۱۰	۳۵۰	٤۳۰
تاسیسات سطح‌الارضی	۲۳۶۰	۲۳۸۰	۲۹۲۰
برنامه‌ریزی و عملیات حفاری	۲۵۲۰	۲۸٤۰	٤۰۵۰
جمع کل	۵۱۹۰	۵۵۷۰	۷٤۰۰
برای پنج سال اول برنامه	۱۳۵۰	۱۷۱۰	۲۲۹۰

جدول-۶

اعداد بر حسب میلیون دلار با ارزش ۲۰۰۳	ازدیاد برداشت کم	ازدیاد برداشت متوسط	ازدیاد برداشت زیاد
ارزش خالص به روز بدون تنزیل	۵۰۵۰۰	۵۶۳۰۰	۵۵۶۰۰
ارزش خالص به روز ۹ درصد نرخ تنزیل	۱۱۲۰۰	۱٤۲۰۰	۱۲۶۰۰
هزینه سرمایه‌ای	۵۱۹۰	۵۵۷۰	۷٤۰۰
مقدار نفت قابل تولید با ازدیاد برداشت بر حسب میلیون بشکه	۳۶۰۰	٤۰۰۰	٤۲۰۰
قیمت تمام شده بر بشکه بر حسب دلار	۱/٤	۱/٤	۱/۸

نگاره-٤

٦ با توجه به هزینه‌های مدیریت طرح، تاسیسات سطح‌الارضی، حفاری برای سه حالت یاد شده در دوره پنج ساله اول پروژه نشان دهنده هزینه کل ۱۳۵۰ تا ۲۲۹۰ میلیون دلار می‌باشد.

چنانچه در جدول ۵ ملاحظه می‌شود هزینه‌ها در سه بخش: هزینه‌های حفاری، هزینه‌های تاسیسات و هزینه‌های مدیریت پروژه تقسیم شده است. بخشی از سرمایه‌گذاری پیش‌بینی شده مرتبط و متاثر از شرایط چاههای موجود و تاسیسات سطح‌الارضی موجود می‌باشد و لذا رقوم مندرج می‌تواند دارای نوسانی برابر با ۰/٤۰± باشد. در نگاره-٤ هزینه‌های مدیریت پروژه/ تاسیسات سطح‌الارضی مورد نیاز ازدیاد برداشت و هزینه‌های حفاری به تفکیک و تجمعی از سال ۲۰۰٤ لغایت ۲۰۲٤ نشان داده شده است.

با توجه به هزینه‌های اشاره شده فوق و تولید نفت اضافی (بیش از مبنای پیش‌بینی شده) بررسی‌ها اقتصادی سه سناریوی توسعه (جدول ٦) نشان دهنده که جذابیت سناریوی ارزش بروز خالص NPV با ۹ درصد نرخ تنزیل دارای اولویت می‌باشد که دامنه‌ای برابر ۱۱ تا ۱٤ بیلیون دلار با قیمت ۱٦ دلار برای هر بشکه می‌باشد و از میان سه سناریو، ازدیاد برداشت متوسط دارای رجحان است.

در نگاره-۵ جریان نقدینگی برای سناریوی ازدیاد برداشت متوسط نشان داده شده است.

آنچه تاکنون روشن شد اولاً ضریب بازیافت از مخازن مختلف متفاوت و خود تابعی از متغیرهای مورد بحث است لذا افزایش ضریب بازیافت (مجموع اولیه و ثانویه) کل قابل تعمیم به تمامی‌مخازن بصورت یکنواخت نبوده و با توجه به تنوع روشهای ازدیاد برداشت تقسیم به نسبت آن افزایش غیر از نظر فنی امکان‌پذیر نیست.

برای افزایش ضریب بازیافت (ثانویه) یک مخزن

۱ - لازم است بر اساس مطالعات جامع مخزن صورت گیرد

۲ - مطالعات جامع بر مبنای نتایج آزمایشگاهی تطابق سیال تزریقی، شرایط مخزن صورت گرفته باشد، ترشوندگی مخزن روشن باشد، مسئله رسوب آسفالتین بررسی شده باشد.

۳ - مسجل است که افزایش ضریب بازیافت از مخازن تابعی است از بکارگیری روشهای ازدیاد برداشت و فناوری‌های نوین. این روشها در ابتدا می‌بایستی در مطالعات جامع مخازن در هر میدان به آزمون گرفته شده، مورد بررسی اقتصادی قرار گرفته و روش بهینه انتخاب گردد.

٤ - سرمایه‌گذاری برای انجام پروژه ازدیاد برداشت صورت گیرد.

۵ - برنامه‌ریزی اجراء و نظارت بر اجراء پروژه‌های ازدیاد برداشت بخوبی مدیریت شود.

٦ - طرح‌های ازدیاد برداشت در زمان‌های پیش‌بینی شده در مطالعات به اجراء درآیند چه عدم انجام به موقع آن پروژه‌ها به شدت بر میزان ذخایر قابل استحصال میدان‌ها تاثیر منفی خواهد داشت.

نگاره-۵