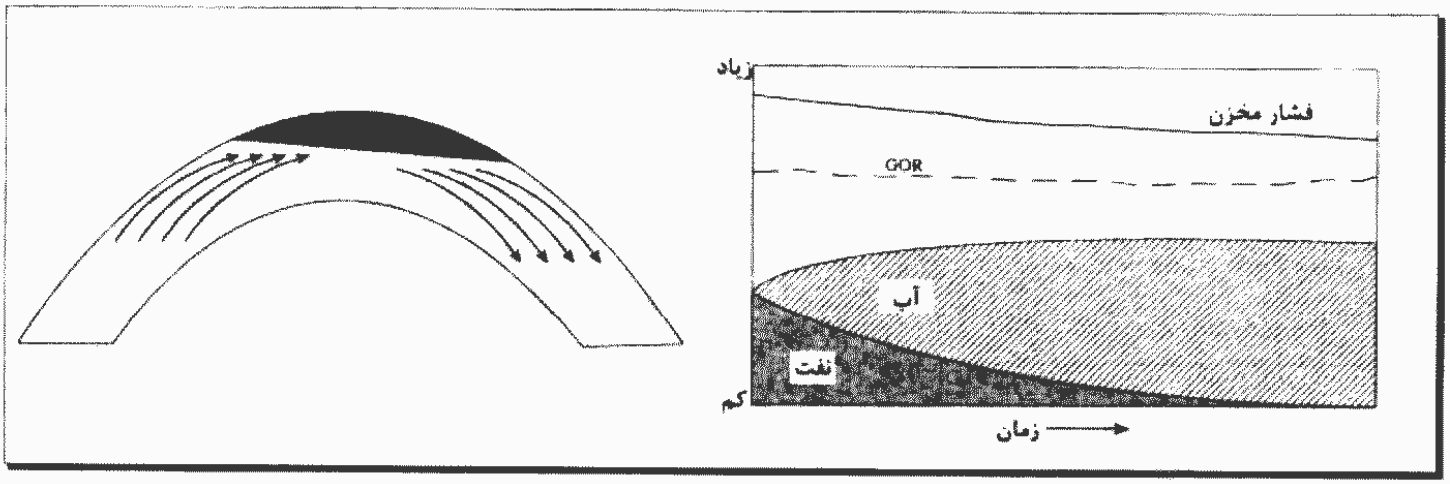
۱۳- مکانیسم نیروهای محرک و انواع بازیافت در مخازن هیدروکربنی

۱-۱۳ انواع مکانیسم نیروهای محرک مخازن هیدروکربنی

در مخازن هیدروکربنی نیرویی که باعث جریان هیدروکربنها از مخزن به چاه می‌شود، نیروی محرک (driving force) نامیده می‌شود. مکانیسم‌های متعددی از نیروهای محرک وجود دارد که عبارتند از مکانیسم‌های: آبران، کلاهک گازی‌ران، گازمحلول ران، ثقلی و مکانیسم‌های مرکب.

۱-۱-۱۳ مکانیسم آبران (Water Drive Mechanism)

نیروی هیدرودینامیکی مهمترین عامل مکانیسم آبران برای تولید هیدروکربن است (شکل ۱۳-۱). در طی تولید از یک مخزن با نیروی محرکه آبران، فشار مخزن به آرامی کاهش می‌یابد و نسبت گاز به نفت (GOR) و سرعت جریان تقریباً ثابت مانده، اما تولید نفت با افزایش تولید آب کاهش می‌یابد (شکل ۱۳-۱). مکانیسم آبران از مکانیسم‌های مؤثر با فاکتور بازیافتی (recovery factor) بیش از ۶۰ درصد است.

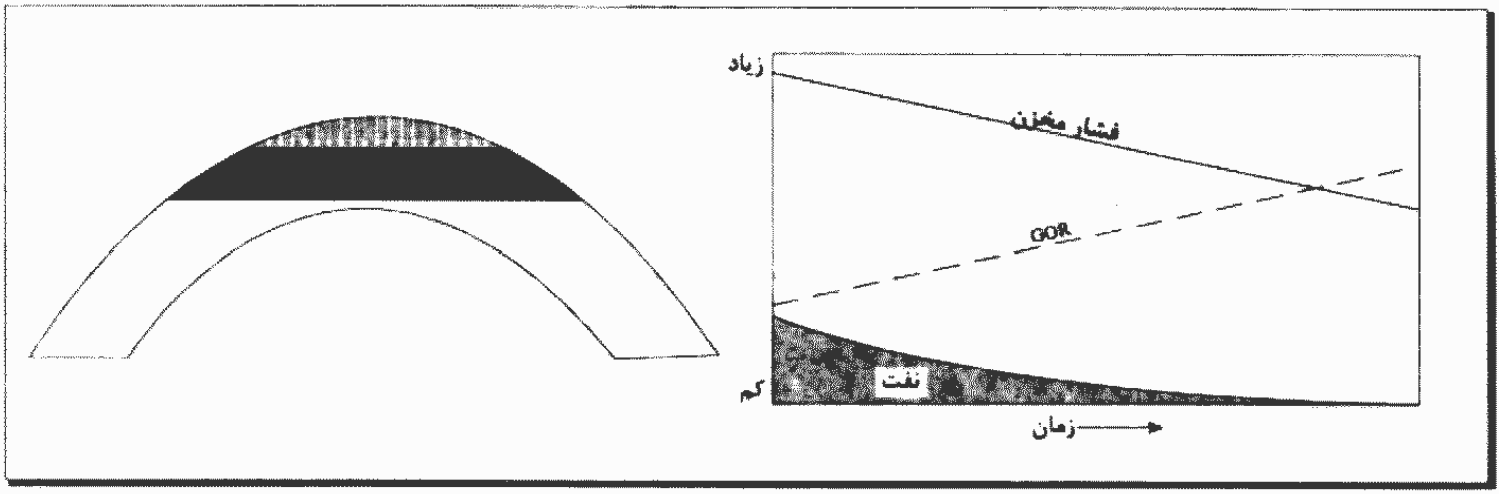


شکل ۱۳-۱ - مکانیسم آبران و تاریخچه تولید (production history) آن

۲-۱-۱۳ مکانیسم رانش توسط کلاهک گازی (Gas Cap Drive Mechanism)

در مخازن هیدروکربنی اشباع شده (saturated reservoir) جایی که کلاهک گازی (gas cap) به طور مجزا روی ستون نفت قرار گرفته است، بعد از حفر چاه انبساط کلاهک گازی نیرویی را به ستون نفت اعمال می‌کند. این فشار مکانیسم اصلی تولید بوده که رانش توسط کلاهک گازی نامیده می‌شود. در طی تولید از این گونه مخازن، فشار مخزن و تولید نفت به طور یکنواخت

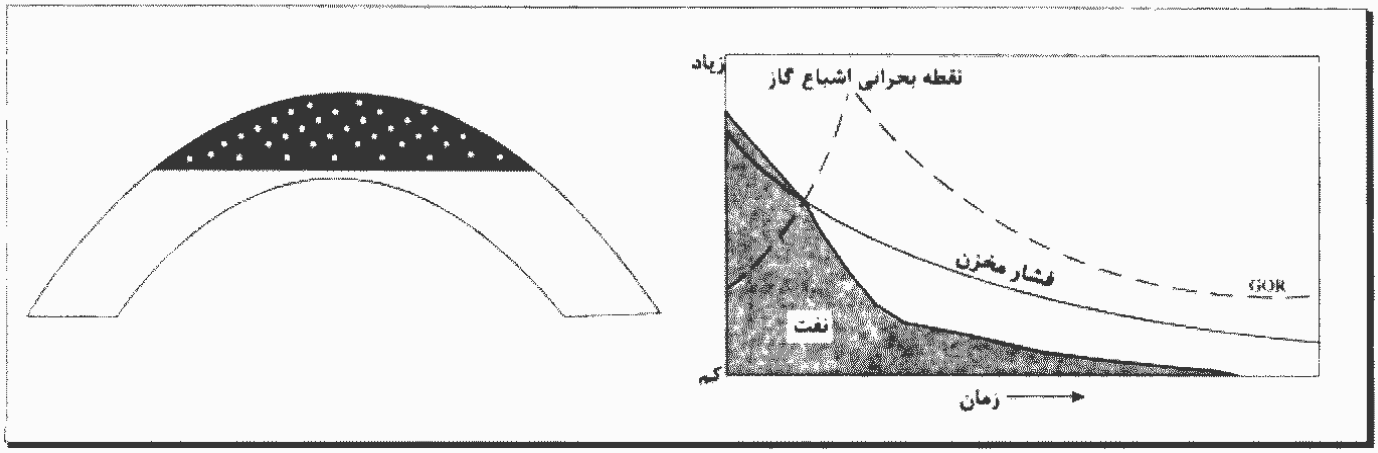
کاهش یافته ولی GOR افزایش می‌یابد (شکل ۱۳-۲). این مکانیسم با فاکتور بازیافتی حدود ۲۵ تا ۵۰ درصد نقش ضعیف‌تری نسبت به مکانیسم آبران دارد.



شکل ۱۳-۲ - مکانیسم رانش توسط کلاهک گازی و تاریخچه تولید آن

۱۳-۱-۳ مکانیسم رانش گاز محلول (Dissolved Gas Drive Mechanism)

در مخازن غیراشباع (unsaturated reservoirs) که فاقد کلاهک گازی‌اند، نیروی رانش توسط گازهای محلول در نفت حاصل می‌شود. در چنین مخازنی هنگامی که یک چاه حفر می‌گردد، در اثر کاهش فشار، گاز محلول در نفت انبساط یافته و نفت را از سازند به داخل چاه می‌راند. بعد از گذشت مدتی از تولید و کاهش فشار مخزن، ممکن است یک فاز گازی به صورت کلاهک گازی در بالای ستون نفت تشکیل شود. این وضعیت را نقطهٔ بحرانی اشباع گاز می‌نامند (critical gas saturatrion) که در آستانهٔ آن تولید نفت به شدت کاهش می‌یابد (شکل ۱۳-۳). بنابراین باید حتی الامکان رسیدن به این نقطه را به تأخیر انداخت. برای این منظور برداشت از مخزن باید با سرعت مناسب صورت گیرد و یا برای حفظ فشار اولیه مخزن، گاز تولیدی را مجدداً به داخل مخزن تزریق کرد. شکل ۱۳-۳ تاریخچه تولید مخازن گاز محلول‌ران را نشان می‌دهد. این مکانیسم با فاکتور بازیافتی در حدود ۷ تا ۱۵٪ در مقایسه با مکانیسم‌های کلاهک گازران و آب ران، کارآیی کمتری دارد.



شکل ۱۳-۳ - مکانیسم رانش گاز محلول و تاریخچه تولید آن

۱۳-۱-۴ زهکشی ثقلی (Gravity Drainage)

زمانی‌که کلاهک گاز ثانویه از بالای ستون نفت ناپدید می‌شود و اگر رانش آبران از زیر وجود نداشته باشد، نفت باقیمانده تحت تأثیر هیچ نیرویی به جز نیروی ثقل قرار ندارد. بنابراین نفت به سمت پایین مخزن حرکت می‌کند. نفتی را که به سمت پایین حرکت کرده و داخل چاه می‌شود می‌توان به وسیله پمپاژ کردن بازیافت کرد. این مکانیسم نوعی رانش نیست چرا که هیچ عامل حرکتی بر روی نفت اثر نمی‌گذارد و در واقع نیروی ثقل یک زهکشی در مخزن ایجاد می‌کند. به هرحال این فرآیند بازیافت چون بسیار آهسته است زیاد اقتصادی نیست مگر این‌که چندین شرایط استثنایی نظیر آبدوست بودن مخزن، ویسکوزیتهٔ پایین نفت و نفت اشباع‌شدگی زیاد، وجود داشته باشد. میدان‌های با مخازن شکسته شده ممکن است زهکشی ثقلی خوبی داشته باشند. نهایتاً اینکه یک زهکش ثقلی مؤثر، احتیاج به یک سنگ مخزن با شیبی قابل ملاحظه دارد (حداقل ۱۵ تا ۲۰ درجه).

۱۳-۱-۵ مکانیسم رانش مرکب (Combination Drive Mechanism)

بسیاری از میدان‌ها با بیشتر از یک نوع مکانیسم رانش کار می‌کنند. معمولی‌ترین ترکیب از رانش‌ها، رانش گاز محلول (با یا بدون کلاهک آزاد گازی) به اضافه یک رانش آبی ضعیف است. یک کلاهک رانش گازی بزرگ یا یک رانش آبی قوی به طور مؤثر به عنوان یک مکانیسم رانش منفرد در نظر گرفته می‌شود، حتی اگر کمی هم گاز محلول شرکت داشته باشد. کارائی بیشتر رانش مرکب هنگامی است که کلاهک آزاد گازی با رانش آبی فعال همراه شود. تولید با این مکانیسم در بسیاری از میدان‌ها در حوضه‌های داخلی آمریکای شمالی، در دریای شمال در آفریقای شمالی و در اندونزی به خوبی صورت می‌گیرد.

۱۳-۲ بازیافت ثانویه و ازدیاد بازیافت نفت (Secondary and Enhanced Oil Recovery)

مکانیسم‌های رانش طبیعی، نیروی کافی برای تولید تمامی هیدروکربن مخزن را فراهم نمی‌کنند. انرژی آن‌ها دیر یا زود کاهش می‌یابد و یا پتانسیل آن‌ها اغلب قادر به بازیافت تمامی نفت موجود در سیستم منفذی پیچیدهٔ مخزن نیست. وقتی تولید نفت از یک چاه با مکانیسم طبیعی متوقف می‌شود، از مرحله بازیافت اولیه (primary recovery) وارد مرحلهٔ بازیافت ثانویه (secondary recovery) می‌شویم. در بازیافت ثانویه روش‌های مصنوعی برای بالابردن تولید به کار برده می‌شود. معروفترین روش‌ها، روش تزریق گاز (gas flooding)، آب (water flooding) و حرارت (fire flooding) است. در طی استفاده ازاین روش‌ها، گاز، آب یا بخارآب داغ از چاه‌های تزریقی (injection wells) انتخاب شده‌ای، تزریق می‌شود و تولید از چاه‌های تولیدی (production wells) ادامه می‌یابد.

ازدیاد بازیافت نفت (Enhanced Oil Recovery, EOR) یا بازیافت سوم (tertiary recovery) آخرین قدم برای برداشت نفت باقی‌مانده در مخزنی است که با بازیافت ثانویه هم خارج نشده است. در طول این روش، مواد شوینده تزریق می‌شوند تا نفت سنگین، روان شده و به طرف چاه حرکت کند. از روش‌های دیگر EOR ایجاد شکستگی‌های مصنوعی (artificial fracturing) و اسیدشویی (acidizing) برای ایجاد تراوایی بیشتراست.

در این جا لازم به ذکر است که در تقسیم‌بندی روش‌های بازیافت اختلاف نظرهایی وجود دارد. در این بخش به بررسی انواعی از روش‌های بازیافت ثانویه و بازیافت سوم پرداخته می‌شود.

۱۳-۲-۱ آب‌روبی (Water Flooding)

آب‌روبی، تزریق آب به مخزن نفت است که در اثر آن نفت به سمت چاه‌های تولید حرکت می‌کند. این روش معمولاً در میدان‌هایی که تحت تأثیر رانش آب هستند، استفاده نمی‌شود. در شرایط مطلوب، آب‌روبی روش بسیار مؤثری است. این شرایط شامل ویسکوزیته پایین نفت، تراوایی یکنواخت و تداوم مخزن است. معمولاً آب شور ترجیح داده می‌شود. خصوصیات زیر برای یک پروژه آب‌روبی مطلوب است:

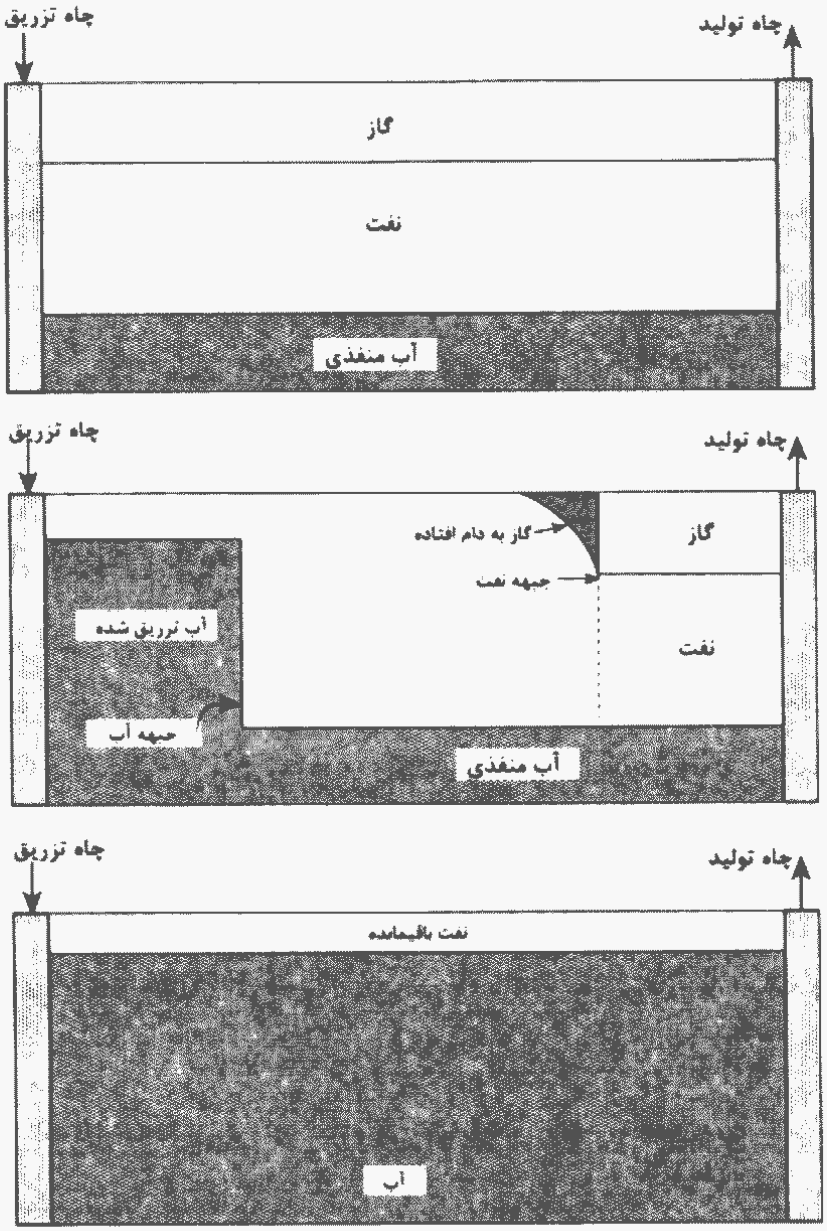
- آب باید خاصیت خورندگی نداشته باشد. سولفید هیدروژن و اکسیژن دو منبع معمول برای خوردگی هستند.
- آب نباید در شرایط عمل رسوبی از خود بگذارد. رسوب ممکن است به خاطر مخلوط شدن آب‌های ناهمسان یا تغییرات فیزیکی که باعث فوق اشباع شدن آب می‌شوند، ایجاد شود.

- میزان جامدات یا مایعات معلق (سیلت، میکروارگانیسم، نفت،....) نباید به حدی باشد که سبب مسدود شدن چاه‌های تزریق گردد.
- آب تزریق شده نباید سبب متورم شدن کانی‌های رسی سازند شود. اگر آب تزریق شده خیلی شور باشد یا حداقل ۱۰٪ از مواد حل شده در آن نمک‌های کلسیم و منیزیم باشند معمولاً این مشکل جدی نیست.

عمق مخزن عامل دیگری است که باید در طراحی تزریق آب در نظر گرفته شود، چرا که آب باید با فشاری تزریق شود که سبب شکسته شدن سازند نگردد. در صورتی که شکست رخ دهد آب از این شکستگی‌ها عبور می‌کند و در نتیجه کارآیی روبش کاهش می‌یابد. بنابراین مخازنی که شکستگی فراوان دارند جهت آب‌روبی چندان مناسب نیستند.

۱۳-۲-۱-۱ تزریق آب در مخازن همگن

مخزن همگن در اینجا مخزنی است که از یک لایه همگن متشکل شده است و در آن سیالات به‌صورت افقی حرکت می‌کنند و اشباع‌شدگی در آن یکسان است. همچنین یک فاز گازی آزاد نیز در مخزن حضور داشته و در کل مخزن یکنواخت است. با تزریق آب، فشار مخزن بالا می‌رود و این افزایش در اطراف چاه‌های تزریق بیشتر است. تحت تأثیر این افزایش فشار، گاز آزاد تمایل به حل شدن دوباره در نفت را پیدا می‌کند. باید دانست که بلافاصله بعد از تزریق آب، تولید نفت افزایش پیدا نمی‌کند و در ابتدا یک دوره زمانی پر شدن وجود دارد که در آن حجمی از آب، که تقریباً برابر حجم گاز آزادی است که در ابتدا در مخزن وجود دارد، تزریق می‌شود. در این دوره حجم عمده‌ای از گاز آزاد در نفت حل می‌شود و بقیه آن نیز از طریق چاه‌های تولید خارج می‌گردد. با اتمام دوره پر شدن، نرخ تولید نفت افزایش می‌یابد تا آن‌که عملاً برابر نرخ تزریق آب شود (شکل ۱۳-۴).



شکل ۱۳-۴ - تزریق آب در یک مخزن همگن

۱۳-۲-۱-۲ تزریق آب در مخازن هتروژن

مخازن هتروژن به ۳ دسته تقسیم می‌شوند:

- مخازن شکسته شده که در آن‌ها یک یا چند سیستم شکستگی، سازند را به بلوک‌های کم و بیش منظمی تقسیم و مسیرهایی برای هدایت سیال ایجاد می‌کند.
- مخازن لایه‌لایه که در آن‌ها چند لایه موازی هم قرار دارند و می‌توانند با یکدیگر در ارتباط باشند یا نباشند.
- مخازنی با ناهمگنی تصادفی که در آن‌ها دو یا چند نوع تخلخل به‌صورت صادفی توزیع شده است.

برای چنین مخازنی (به جز مخازن لایه لایه بدون ارتباط) هر چه آبدوست بودن سنگ‌ها بیشتر شود پدیده جذب آب مهم‌تر می‌گردد.

معمولاً پیدا کردن و بستن تراواترین زون‌ها (زون‌های آب دزد) توصیه می‌گردد. در یک منطقه محدود از یک میدان، مقدار کمی مواد رادیواکتیو یا شیمیایی بعنوان ردیاب (tracer)، به آب تزریق شده اضافه می‌گردد و این مواد برای هر چاه تزریق متفاوت است. به این ترتیب وقتی در یک چاه تولید رخنه آب اتفاق می‌افتد مشخص می‌گردد که این آب از کدام چاه تزریق آمده است.

۱۳-۲-۲ تزریق گاز مخلوط نشدنی (Immiscible Gas Flooding)

گاز نه تنها به خاطر افزایش بازیافت نفت بلکه بخاطر ذخیره گاز برای فروش در آینده در یک مخزن نفتی تزریق می‌شود. تزریق مجدد گاز طبیعی تولید شده ترفندی است که بیش از ۹۰ سال قدمت دارد. تزریق گاز برای افزایش تولید چاه، حفظ فشار نیز نامیده می‌شود. در مخازن نازک و کم شیب، گاز به طریق مشابه طرح آب‌روبی، نفت را جابجا می‌کند ولی کارآیی زیادی ندارد. این روش برای مخازن دارای تراوایی یکنواخت و برجستگی ساختمانی اندک مناسب است. در صورتی که گاز با فشار زیاد تزریق شود و یا از هیدروکربن‌های سبک غنی شود مخلوط‌شدگی رخ می‌دهد. فشار لازم برای مخلوط شدن به ترکیب نفت و گاز تزریقی بستگی دارد.

روش مؤثرتر که در مخازن دارای تراوایی عمودی خوب، ضخیم یا پرشیب اجرا می‌شود، تزریق گاز در کلاهک گازی است.

۱۳-۲-۳ تزریق گاز مخلوط شدنی

در این روش، گاز تزریق شده با نفت درون مخزن مخلوط می‌شود و یک فاز را به وجود می‌آورد. معمولاً این روش خیلی گرانتر از آب‌روبی و تزریق گاز مخلوط نشدنی است. برای مخلوط شدن گاز تزریق شده با نفت درون مخزن، آن را با فشار بالا تزریق و یا آنکه گاز طبیعی را با هیدروکربن‌های حدواسط (C2-C6) مخلوط می‌کنند. هیدروکربن‌های حدواسط در شرایط مخزن از حالت گازی به حالت مایع در می‌آیند. هر چه فشار مخزن بیشتر باشد میزان هیدروکربن حد واسط لازم، کاهش می‌یابد. البته مطالعات نشان داده است که در حالت دوم، یعنی اضافه کردن هیدروکربن‌های حدواسط به گاز تزریق شده، یک زون مخلوط شدنی دروغین به وجود می‌آید.

۱۳-۲-۴ تزریق دی‌اکسیدکربن (Carbondioxide Injection)

دی‌اکسیدکربن با اکثر نفت‌های خام مخلوط نمی‌شود، ولی وقتی با هیدروکربن‌های مخزن مخلوط شود ویسکوزیته نفت کاهش و بازیافت بهبود می‌یابد. تزریق دی‌اکسیدکربن در محدوده وسیعی از شرایط مخزنی (در سازندهای نازک و ضخیم، با ویسکوزیته‌های مختلف نفت و انواع مختلف سنگ مخزن) قابل اجرا است. ایراد این روش مشکل خوردگی ابزارها و عبور کانالی دی‌اکسیدکربن از چاه تزریق به چاه تولید است که کارآیی روبش را کاهش می‌دهد. مشکل خوردگی را با استفاده از آلیاژهای مخصوص و پوشش دستگاه‌ها می‌توان حل نمود. کارآیی روبش با تزریق متناوب گل-آب (slug) در چاه تزریق بهبود می‌یابد.

۱۳-۲-۵ متدهای بازیافت حرارتی

روش‌های بازیافت حرارتی به دو دسته تقسیم می‌شوند، آن‌هایی که گرما در سطح تولید می‌شود (تزریق سیالات داغ) و آن‌هایی که گرما در سازند ایجاد می‌گردد (احتراق در جا). در حالت اول مقداری گرما به هدر می‌رود، اما در حالت دوم گرما دقیقاً در جایی که لازم است آزاد می‌گردد.

حرکت یک سیال چند فازی در یک محیط متخلخل با تراوایی نسبی سیال رابطه مستقیم و با ویسکوزیته آن نسبت معکوس دارد. هر دو پارامتر ذکر شده تحت تأثیر حرارت هستند. با افزایش درجه حرارت نسبت ویسکوزیته نفت به ویسکوزیته آب کاهش می‌یابد. این موضوع استفاده از متدهای حرارتی را در بازیافت نفت‌های ویسکوز نشان می‌دهد.

تراوایی نسبی برای جریان دو فازی آب - نفت با تغییر دما تغییر می‌یابد. وقتی دما افزایش پیدا می‌کند، اشباع‌شدگی آب کاهش نیافتنی نیز زیاد می‌شود در حالی‌که اشباع‌شدگی نفت باقیمانده کاهش می‌یابد. مشخص است که این‌ها جابجا شدن نفت را بهبود می‌بخشند. به نظر می‌رسد با افزایش دما کشش سطحی آب کاهش می‌یابد و ترشوندگی سنگ را نسبت به آب افزایش می‌دهد.

۱۳-۲-۵-۱ تزریق دوره ای بخار (Cyclic Steam Injection)

این فرآیند گاهی huff and puff نیز نامیده می‌شود. این روش در چاه‌های حاوی نفت سنگین به طور گسترده به کار برده می‌شود. یک نمونه این فرآیند تزریق تقریباً ۱۰۰۰ بشکه در روز آب به‌صورت بخار به درون چاه است. تزریق، دو یا سه هفته ادامه می‌یابد و پس از آن، چاه برای چند روز مسدود می‌شود. بعد از آن چاه برای مدت چند ماه تا نزدیک یک سال تولید نفت می‌کند و این روند چندین بار تکرار می‌شود. نفت‌های خیلی سنگین (کمتر از ۱۰ درجه API)

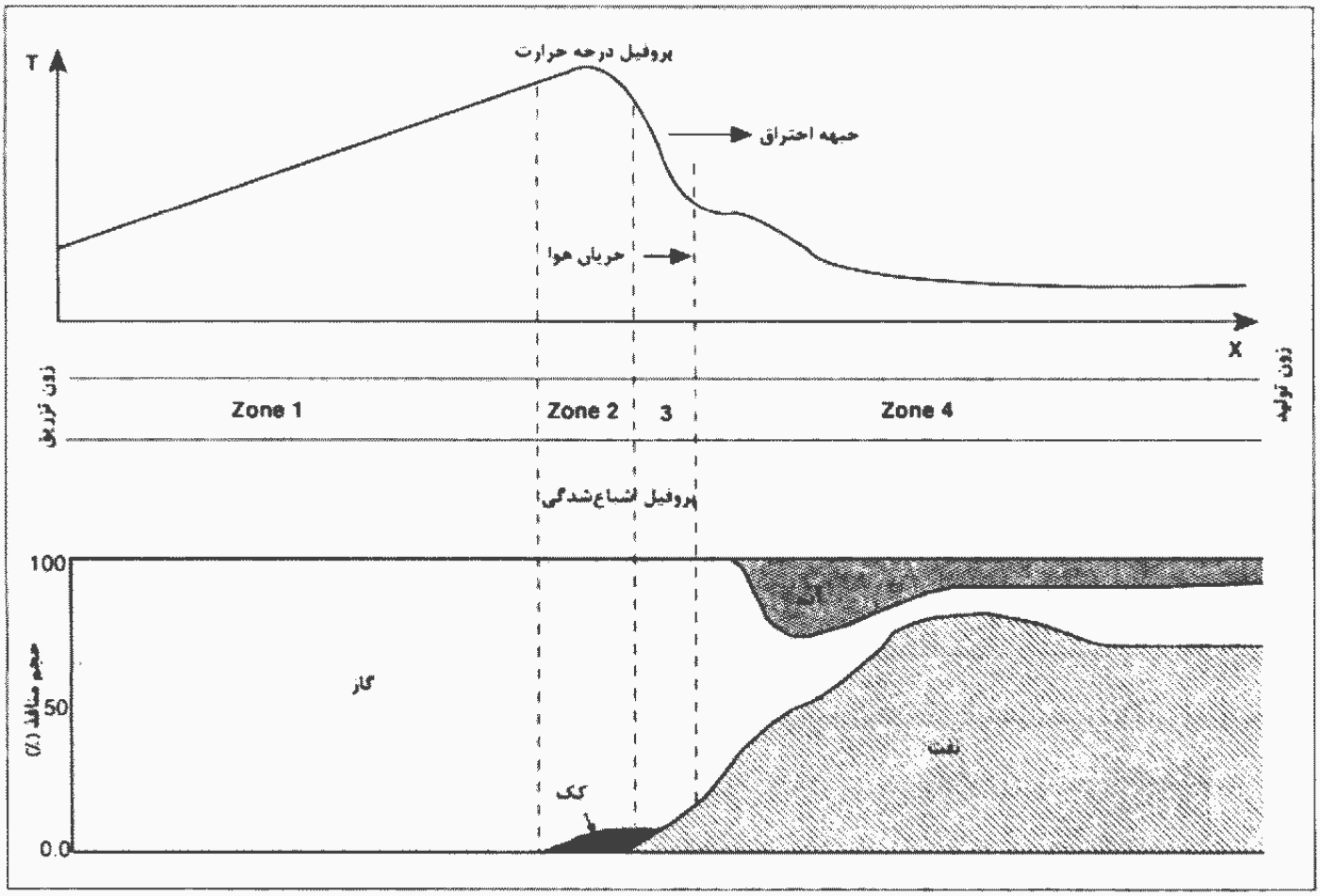
را نمی‌توان به‌صورت اقتصادی به این روش یا حتی روش بخار روبی تولید کرد. مهم‌ترین اثر تزریق بخار کاهش دادن ویسکوزیته نفت است. مزیت این روش هزینه کم آن می‌باشد و نقطه ضعف آن، این است که امکان تخریب لوله جداری در حین تزریق بخار وجود دارد.

۱۳-۲-۵-۲ بخار روبی (Steam Flooding)

مشابه روش آب‌روبی است و در مواقعی که ویسکوزیته نفت خیلی بالا باشد به کار برده می‌شود. هزینه این روش از تزریق دوره‌ای بخار بیشتر است و سبب بازیافت نفت بیشتری می‌شود. این روش در اعماق بیش از حدود ۵۰۰۰ فوتی قابل اجرا نیست، چرا که فشار هیدروستاتیک از فشار بحرانی بخار آب (۳۲۰۲psi) بالاتر می‌رود. در هنگام میعان بخار، گرمای نهان آب آزاد می‌شود و این گرما کارآیی گرمایی را افزایش می‌دهد. گرمای نهان آب با افزایش فشار کاهش می‌یابد و در نقطه بحرانی به صفر می‌رسد. به همین خاطر پروژه‌های تزریق بخار با فشار پایین کارآتر از تزریق بخار با فشار بالا هستند. معمولاً به ازای هر بشکه نفت تولید شده توسط بخار، ۵ بشکه آب لازم است. اگر چه اکثر پروژه‌های بخار روبی در مخازن نفت سنگین انجام می‌شود ولی این پروژه به عنوان بازیافت نهایی نفت‌های سبک نیز به کار رفته است.

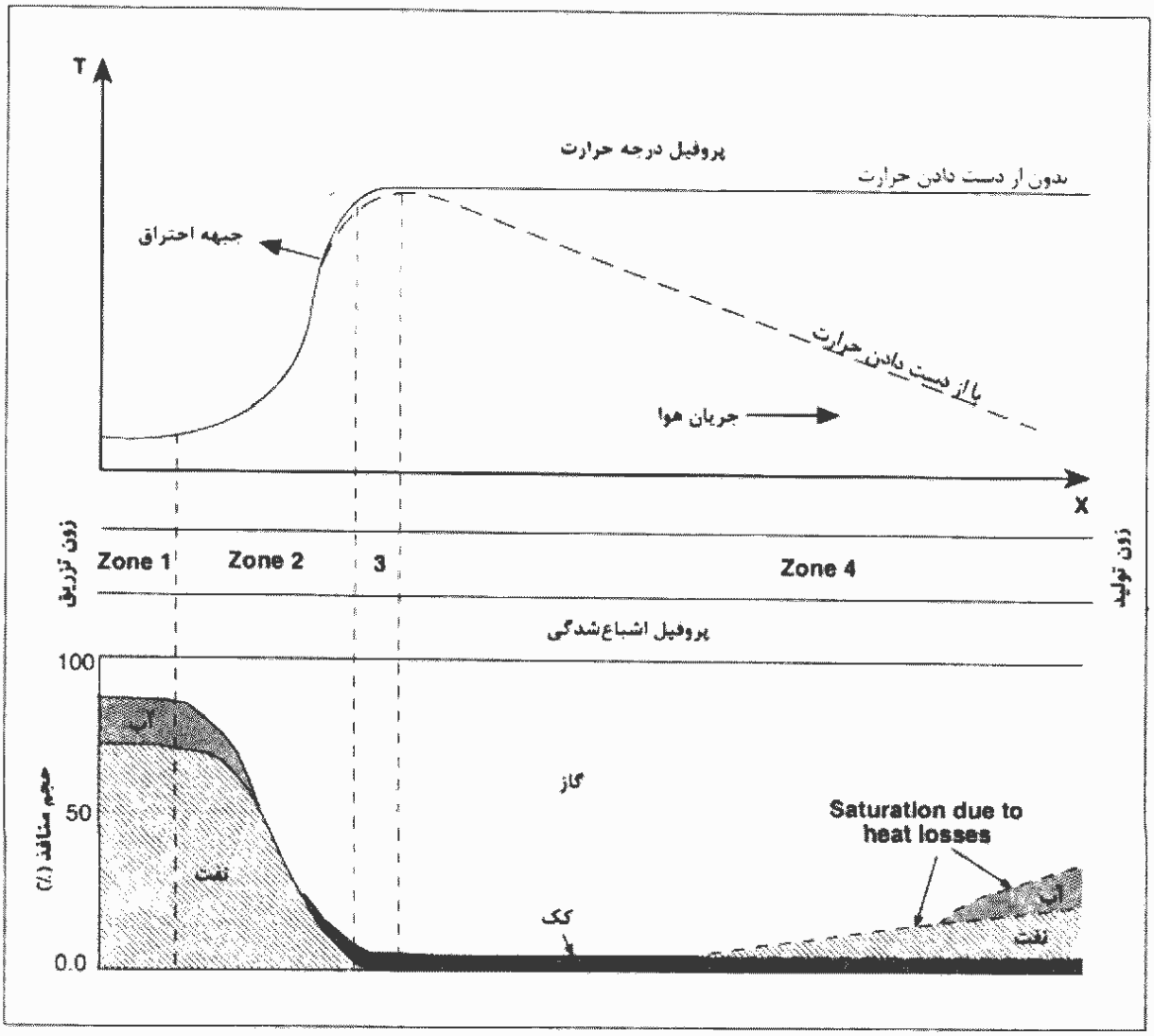
۱۳-۲-۵-۳ احتراق درجا (Insitu Combustion)

دو نوع احتراق درجا وجود دارد: رو به جلو و معکوس. در فرآیند احتراق رو به جلو (شکل ۱۳-۵)، مخزن در یک یا چند چاه تزریق هوا مشتعل می‌شود و جبهه احتراق در مخزن به سمت چاه‌های تولید اطراف حرکت می‌کند.



شکل ۱۳-۵ - احتراق رو به جلو

در احتراق معکوس (شکل ۱۳-۶)، جبهه آتش از چاه تولید به سمت چاه تزریق هوا حرکت می‌کند. از آنجا که نفت تولیدی از میان جبهه احتراق حرکت می‌کند دچار شکستن حرارتی گشته و قسمت عمده آن به بخار تبدیل می‌گردد. در اثر این شکسته شدن، کک ایجاد می‌گردد. سوختن این کک در پروژه احتراق رو به جلو، ممکن است اجرای پروژه را با مشکل مواجه سازد. مطالعات نشان داده است که نفت‌های سبک، مقدار کمی کک ایجاد می‌کنند. مطالعات دیگر نوع کانی سنگ مخزن را به عنوان عامل اصلی کنترل‌کننده معرفی کرده‌اند. رس‌ها و سیلیس بسان کاتالیزور عمل کرده و اکسید شدن نفت در دمای پایین و در نتیجه تشکیل کک را تسریع می‌بخشند.



شکل ۱۳-۶ - احتراق معکوس

۱۳-۲-۵-۴ گرمایش الکتریکی و الکترومغناطیسی

در هر دو حالت، هدف گرم کردن قسمت‌های معینی از مخزن است تا ویسکوزیته نفت کاهش یابد. بنابراین، این روش‌ها اکثراً در مخازن نفت سنگین و ویسکوز مفید هستند. وقتی سازند حاوی آب باشد یک مسیر برای عبور جریان ایجاد می‌شود و گرمایش الکتریکی امکان‌پذیر می‌گردد و در آن، هم از جریان مستقیم و هم از جریان غیرمستقیم با فرکانس پایین استفاده می‌شود.

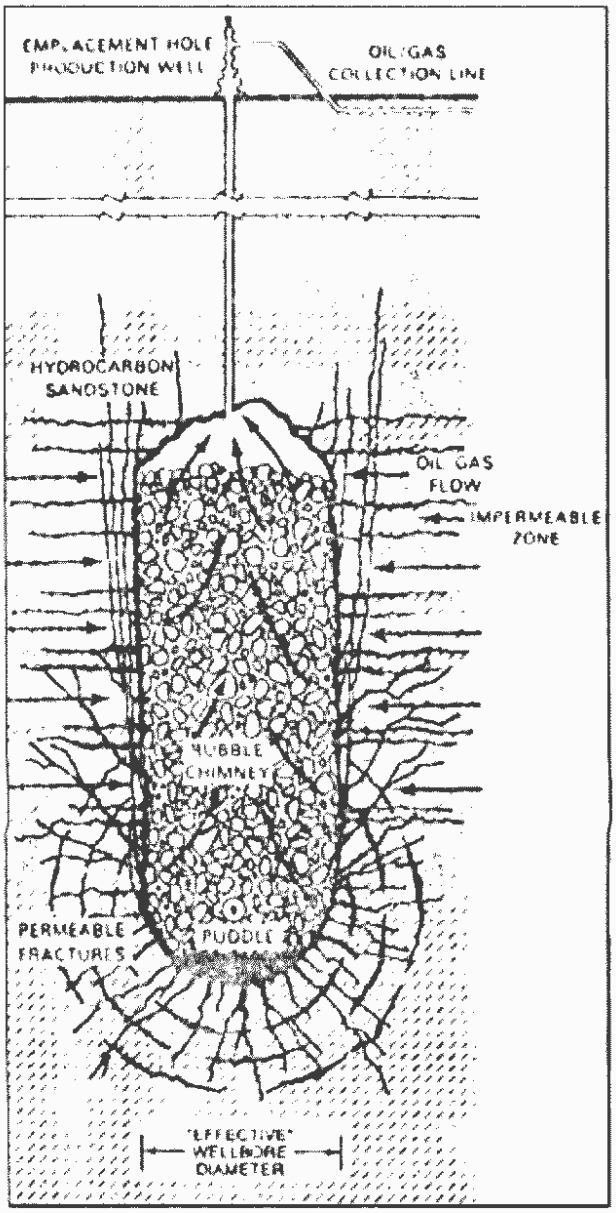
در روش گرمایش الکترومغناطیسی از امواج با فرکانس ۱۰ هرتز تا ۱۰ گیگاهرتز استفاده می‌شود. توانایی مخزن برای جذب انرژی الکترومغناطیسی به میزان رطوبت بستگی دارد و هر چه رطوبت بیشتر باشد انرژی بیشتری جذب می‌شود. هم‌چنین هر چه فرکانس امواج بیشتر باشد میزان جذب انرژی افزایش می‌یابد. گرمایش الکترومغناطیسی مؤثرترین راه برای برداشتن موانع حرکت نفت در یک چاه (نظیر رسوب پارافین، ویسکوزیته بالای نفت، رس‌هایی که با جذب آب متورم می‌شوند) است. در مخازن نفت سنگین و ویسکوز، تزریق‌پذیری سازند نسبت

به آب داغ و بخار یک مشکل بزرگ است که می‌توان با پیش گرمایش الکتریکی و الکترومغناطیسی ویسکوزیته نفت را پایین آورد تا جابجایی آن توسط آب داغ یا بخار تسهیل شود.

یکی از مزایای دو روش ذکر شده، این است که می‌توانند بدون آنکه در کار چاه تولیدی خللی ایجاد کنند به کار روند.

۱۳-۲-۶ ایجاد شکستگی با استفاده از انفجار هسته‌ای

در این روش با انفجار هسته‌ای، در مخزن شکستگی ایجاد می‌شود تا نرخ تولید نفت و گاز را افزایش دهد (شکل ۱۳-۷). ماده انفجاری هسته‌ای درون یک حفره و در مکان مناسبی قرار داده می‌شود و این حفره با ماسه یا بتون مسدود و بعد منفجر می‌گردد. چند میکروثانیه بعد از انفجار، دما وفشار به چند میلیون درجه و چند میلیون اتمسفر می‌رسد. در عرض چند میلی‌ثانیه موج انفجار حاصل سنگ‌های احاطه کننده را خرد، ذوب و بخار می‌کند و حفره‌ای ایجاد می‌شود که در عرض کسری از ثانیه به حداکثر اندازه خود می‌رسد. با کاهش فشار، رشد این حفره متوقف می‌شود. بعد از چند ثانیه یا چند دقیقه دما کاهش یافته و سنگ بخار شده تقطیر می‌گردد و مذاب در کف حفره جمع شده و مواد رادیواکتیو ایجاد شده را به تله می‌اندازد. در اکثر سازندها بعد از آنکه دما به حدی پایین آمد که آب‌های تبخیر شده، تقطیر شدند سنگ‌های بالایی به درون حفره می‌ریزند. این ریزش ادامه می‌یابد و یک دودکش استوانه‌ای ایجاد می‌گردد که ارتفاع آن تا ۱۵ برابر شعاع حفره می‌رسد.



شکل ۱۳-۷ - شکل عمومی چاهی که در آن توسط انفجار هسته‌ای ایجاد شکستگی شده است

۱۳-۲-۷ ازدیاد برداشت با استفاده از میکروب‌ها

مطالعات آزمایشگاهی نشان داده است که بعضی از میکروارگانیسم‌ها مواد شیمیایی تولید می‌کنند که تحرک نفت خام درون مخزن را افزایش می‌دهد. این مواد شامل سورفاکتانت‌ها، اسیدها، حلال‌ها (مانند الکل‌ها) و دی اکسیدکربن است. از جمله این میکروارگانیسم‌ها باکتری‌های کاهش دهنده سولفات هستند که با شش مکانیسم تشخیص داده شده زیر نفت را از سنگ مخزن جدا می‌کنند:

۱- تولید اسید که سنگ‌های کربناتی و دیگر کانی‌ها را حل می‌کند

۲- انحلال کانی‌های سولفاتی

۳- تولید گازهایی که فشار مخزن را بالا می‌برد و نفت را از خلل وفرج بیرون می‌راند

۴- گسترش بیوفیلم روی سطوح جامد جابجا کننده نفت

۵- تولید بیوسورفاکتانت‌ها

۶- با تغییر نوع نفت یا انحلال گاز ویسکوزیته نفت را کاهش می‌دهند

رشد میکروب‌ها وتولید پلیمر باعث کاهش جریان سیال در زون‌هایی که تراوایی بالا دارند می‌گردد و در نتیجه برداشت بهبود می‌یابد. در این نوع پروژه‌ها باید با تزریق مواد غذایی، شرایط مساعد برای متابولیسم میکروب‌ها تأمین شود.

۱۳-۲-۸ استفاده از سورفاکتانت‌ها

نیروی موئینگی باعث می‌شود تا کارآیی جابجایی نفت توسط آب در مقیاس میکروسکوپی محدود باشد. با اضافه کردن یک سری از مواد شیمیایی نیروی کشش سطحی کاهش می‌یابد. این مواد باعث می‌شوند تا خصوصیات بین سطح نفت - آب و سنگ تغییر کند. این مواد شامل آلکالن‌ها، سورفاکتانت‌ها و حلال‌ها می‌شود. سورفاکتانت‌ها موادی هستند که وقتی آب حلال باشد به دو قسمت آب‌دوست و آب‌گریز تقسیم می‌شوند. سورفاکتانت‌ها به چهار گروه تقسیم می‌شوند: آنیونی، کاتیونی، نانیونی و زویترونی. سورفاکتانت‌ها با فعالیت سطحی، میسیلی شدن و انحلال زایی، باعث افزایش بازیافت می‌شوند.

۱۳-۲-۹ استفاده از پلیمرها (Polymer Flooding)

برای افزایش برداشت نفت و یا کاهش میزان تولید آب، محلول‌های پلیمری به چندین طریق به کار برده می‌شوند. محلول پلیمری می‌تواند بعنوان عامل مسدود کننده نواحی با تراوایی بالا، که

سبب کاهش راندمان روبش می‌شود، باشد. تزریق پلیمر در سنگ مخزن سبب تشکیل مولکول‌های با زنجیره بزرگ می‌شود که عامل مسدود کننده محسوب می‌شود.

محلول پلیمری می‌تواند به منظور عامل افزایش‌دهنده گرانروی آب استفاده شود. این امر سبب می‌شود که جابجایی و تولید نفت بهتر صورت گیرد.

۱۳-۳ پارامترهای کنترل کننده ازدیاد برداشت از مخازن نفتی

کارآیی یک روش افزایش برداشت به عوامل زیر وابسته است:

- خصوصیات مخزن
- نوع سیال تزریقی و سیالات درون مخزن
- ترتیب قرارگیری چاه‌های تزریق و تولید نسبت به یکدیگر

۱۳-۳-۱ تأثیر خصوصیات مخزن

ویژگی‌های مخزن که نقش در افزایش برداشت دارند به شرح زیر می‌باشند:

عمق: عمق مخزن تأثیر مهمی بر جنبه‌های اقتصادی و تکنیکی پروژه ازدیاد برداشت دارد. از نظر تکنیکی، عمق مخزن، فشار مورد استفاده را محدود می‌سازد، چراکه این فشار باید کمتر از فشار شکست سازند باشد. از نظر اقتصادی، هزینه پروژه ازدیاد برداشت رابطه مستقیمی با عمق مخزن دارد.

شیب لایه: در لایه‌های شیبدار، نیروی ثقل عمل می‌کند. در عمل، نیروی ثقل در مخازن ماسه‌ای با تراوایی بالا یا آن‌هایی که شیب زیاد دارند تأثیر دارد.

یکنواختی مخزن: برای آنکه بازیافت هیدروکربن بالا باشد نباید هیچ مانعی در برابر حرکت سیال در مخزن وجود داشته باشد. موانع احتمالی می‌تواند عامل ساختمانی (مثل گسل‌های جداکننده) یا جنبه‌های چینه‌شناسی (مثل تغییرات جانبی، عدسی‌ها و ناپیوستگی‌ها) باشد. در مخازن شکسته شده یا آن‌هایی که لایه‌های بسیار تراوا دارند عمل روبش کامل صورت نمی‌گیرد. چراکه آب، گاز یا بخار تزریق شده ترجیحاً از مسیرهای تراوا عبور کرده و لذا ضریب بازیافت کاهش می‌یابد. به طور مثال اگر مخزنی را که شامل چند لایه غیرمرتبط - که به جز از نظر ضخامت و تراوایی، همسان هستند - در نظر بگیریم که دارای هیدروکربن بوده و سیال مخلوط نشدنی به آن تزریق شده، میزان پیشروی سیال تزریقی در هر لایه، بسته به تراوایی آن لایه متفاوت خواهد بود. سیال تزریق شده از طریق تراواترین لایه به چاه‌های تولید می‌رسد و بقیه تقریباً دست نخورده باقی خواهد ماند. به دلایل اقتصادی، معمولاً وقتی درصدی از سیال

تزریق شده به چاه‌های تولید برسد تزریق متوقف خواهد شد، حال آنکه لایه‌های کم‌تراوا هنوز میزان قابل توجهی هیدروکربن درجا دارند. برای غلبه بر این مشکل می‌توان در حین تزریق، تراواترین لایه‌ها را به طور هم‌زمان مسدود کرد. در عمل از تزریق سیمان یا رزین‌های مسدود کننده و پلیمرها استفاده می‌کنند.

خصوصیات پتروفیزیکی: تخلخل، تراوایی، تراوایی نسبی (به عنوان تابعی از اشباع شدگی)، فشار موئینه و ترشوندگی خصوصیاتی هستند که در مطالعه ازدیاد برداشت باید محاسبه شوند. هرچه تخلخل و اشباع نفت باقیمانده در پایان بازیافت طبیعی بیشتر باشد جاذبه پروژه زیادتر است. هر چه تراوایی بالاتر باشد احتمال بالا بودن بازیافت طبیعی، به حدی که پروژه ازدیاد برداشت را غیراقتصادی کند، بیشتر می‌شود. اثر نیروی موئین در کارآیی بازیافت به نرخ تولید بستگی دارد. به عنوان مثال وقتی این نیرو به ایجاد یک جبهه یکنواخت بین دو سیال مخلوط نشدنی کمک کند مفید است. اما نیروی موئین اغلب نقش منفی دارد چرا که مسؤول گیرافتادن نفت در فضاهای خالی هستند.

۱۳-۳-۲ تأثیر ویژگی سیال

ویژگی اصلی سیال که در طراحی یک پروژه ازدیاد برداشت محاسبه می‌شود، گرانروی سیال است. وقتی گرادیان فشار اعمال شده محدود باشد، سیال‌های با گرانروی بالا سرعت جابجایی پایینی خواهند داشت و تولید نفت چنان نرخ پایینی خواهد داشت که از نظر اقتصادی بدون صرفه خواهد بود.

دو سیال معمول برای تزریق، آب و گاز هستند. تزریق گاز به دو صورت مخلوط‌شدنی و مخلوط‌نشدنی انجام می‌شود. اگر شرایط تکنیکی برای تزریق گاز مخلوط‌شدنی مهیا باشد این روش بهترین است. اگر عامل محدود کننده‌ای برای تزریق آب وجود نداشته باشد، تزریق آب به تزریق گاز مخلوط نشدنی ترجیح داده می‌شود. در مخازن اشباع نشده‌ای که مقدار زیادی گاز برای رسیدن به نقطه اشباع لازم است، تزریق آب ترجیح داده می‌شود. در مخازن هتروژن آبدوست، تزریق آب از تزریق گاز کارآتر است چرا که سنگ‌های مخزن به طور خودانگیز آب را جذب می‌کنند.

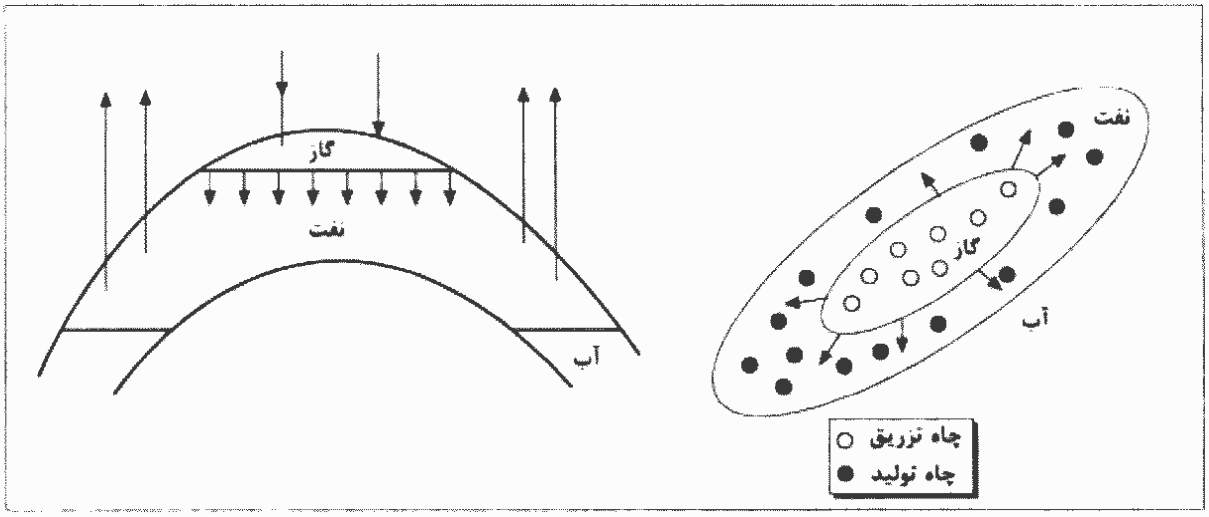
۱۳-۳-۳ الگوی چاه‌های تزریق

الگوی چاه‌های تزریق و تولید نسبت به یکدیگر به زمین‌شناسی مخزن، نوع مخزن و حجم سنگ‌های هیدروکربن‌داری که باید جاروب شوند (در یک زمان محدود شده از نظر اقتصادی) بستگی دارد.

دونوع مکان‌یابی برای چاه‌های تزریق وجود دارد:
الف- روبش مرکزی و محیطی که در آن تزریق کننده‌ها به‌صورت گروهی هستند.
ب- الگویی که در آن تزریق کننده‌ها در بین چاه‌های تولید توزیع می‌شوند.

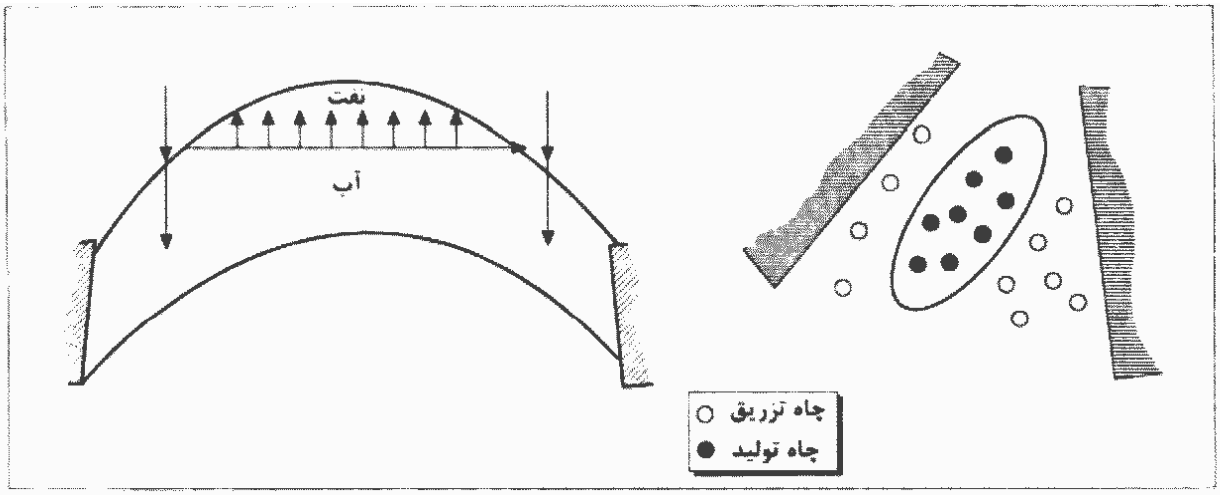
۱۳-۳-۳-۱ روبش مرکزی و محیطی

روبش مرکزی و محیطی در موارد زیر استفاده می‌شود:
اگر مخزن دارای کلاهک گاز باشد که در آن تزریق گاز انجام می‌شود و نفتگیر یک ساختار تاقدیسی نسبتاً منظم باشد، معمولاً چاه‌های تزریق به‌صورت دسته جمعی در حوالی رأس طاقدیس قرار می‌گیرند (شکل ۱۳-۸).



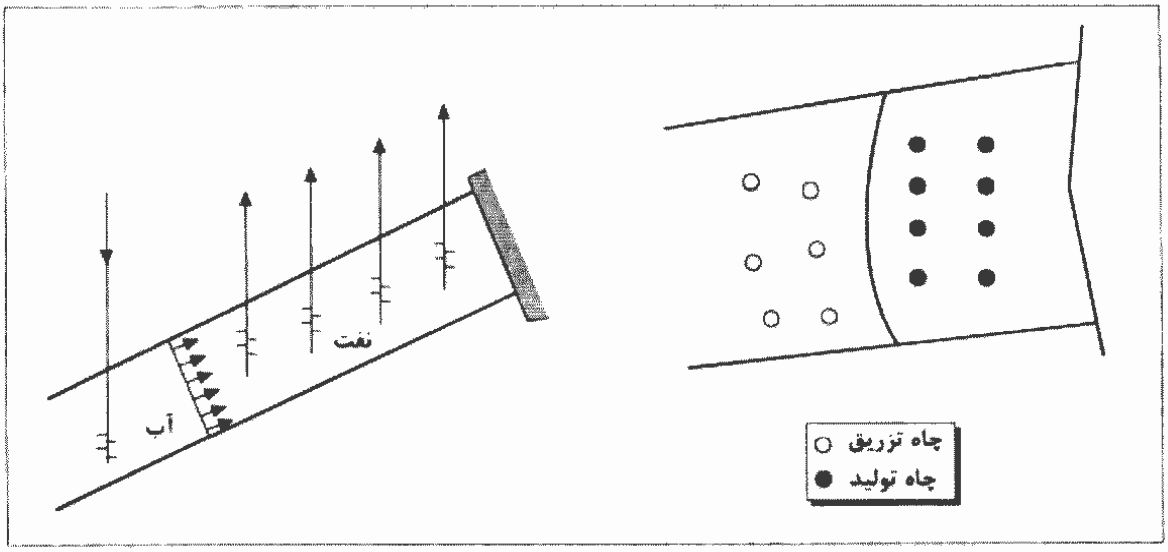
شکل ۱۳-۸ - چاه‌های تزریق به‌صورت دسته جمعی در حوالی رأس طاقدیس در مخزن دارای کلاهک گاز

اگر مخزن طاقدیسی دارای یک سفره آب زیرین باشد که تزریق آب در آن انجام می‌شود، چاه‌های تزریق به‌صورت یک حلقه گرداگرد چاه‌های تولید انتخاب می‌شوند (شکل ۱۳-۹).



شکل ۱۳-۹ - چاه‌های تزریق به‌صورت یک حلقه گرداگرد چاه‌های تولید در مخزن طاقدیسی دارای یک سفره آب زیرین

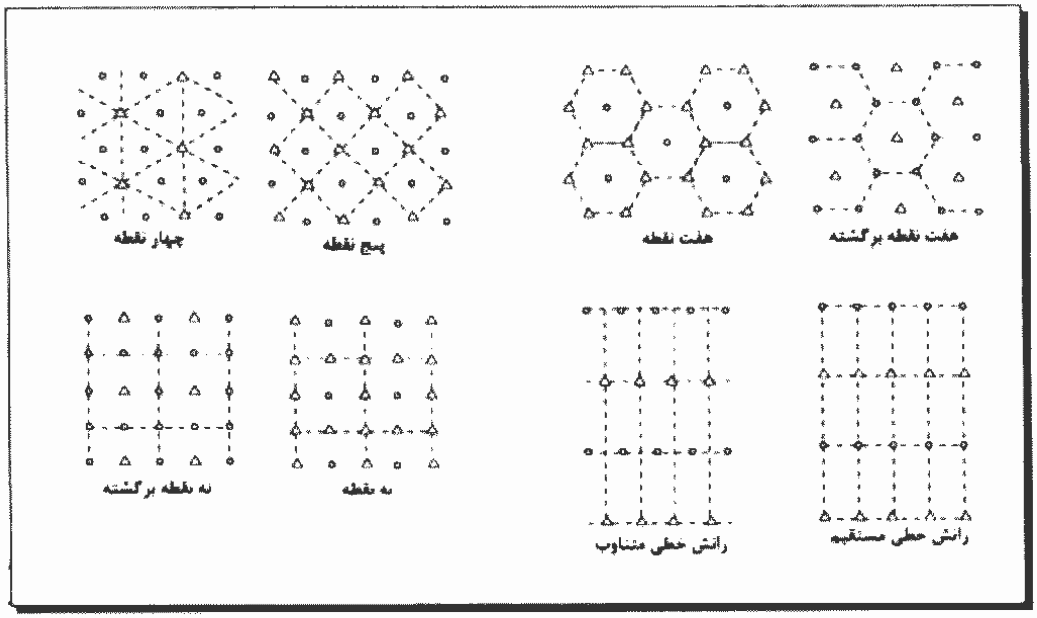
اگر مخزن تک شیب (monocline) باشد و دارای کلاهک گاز یا سفره آب که تزریق گاز یا آب در آن صورت می‌گیرد، چاه‌های تزریق در یک یا چند خط، به سمت قاعده مخزن در مورد تزریق آب و به سمت رأس آن در صورت تزریق گاز، قرار می‌گیرند (شکل ۱۳-۱۰).



شکل ۱۳-۱۰ - الگوی چاه‌های تزریق آب در یک مخزن تک شیب بدون پوش‌گاز

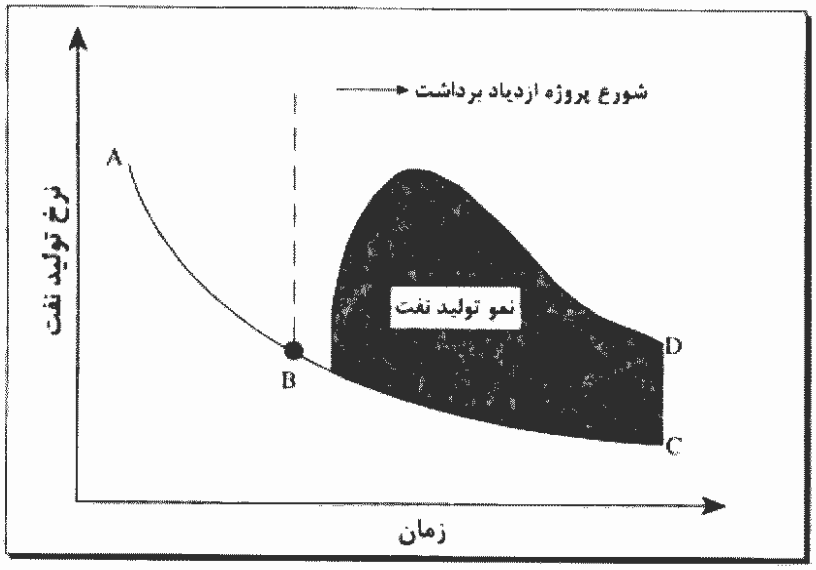
۱۳-۳-۳-۲ روبش الگویی

روبش الگویی عمدتاً در مخازنی که شیب کم و سطح وسیع دارند اجرا می‌شود. الگوهای معمول شامل رانش خطی مستقیم، رانش خطی متناوب، روش چهار نقطه، پنج نقطه، هفت نقطه و نه نقطه (شکل ۱۳-۱۱). معمولاً در عمل، انتخاب الگو به رانش خطی یا روش پنج نقطه محدود می‌شود، چرا که الگوهای دیگر ممکن است به حفاری چاه‌های اضافی احتیاج داشته باشد. باید توجه داشت که در مورد یک مخزن ناهمگن یک الگوی منظم لزوماً مؤثرترین روش نیست.



شکل ۱۳-۱۱ - برخی از انواع الگوهای روبش

در پایان، میزان موفقیت ازدیاد برداشت با مقدار نمو تولید نفت (incremental EOR oil) ارزیابی می‌شود. شکل ۱۳-۱۲ نمو تولید نفت را نشان می‌دهد. تصور نمایید که میزان تولید نفت یک چاه یا یک میدان از زمان A به B کاهش می‌یابد. در زمان B یک پروژه ازدیاد برداشت شروع شده و میزان تولید نفت بعد از آن زمان افزایش یافته است. مقدار نمو تولید نفت، تفاوت بین مقدار نفت تولید شده، B تا D، و مقدار نفتی است که در صورت عدم انجام پروژه ازدیاد برداشت تولید می‌شد. نمو تولید نفت توسط بخش هاشور خورده در شکل نشان داده شده است.



شکل ۱۳-۱۲ - نمو تولید نفت ناشی از یک پروژه موفق ازدیاد برداشت

۱۳-۴ تأثیر ساختار منافذ مخزن بر روی ضریب بازیافت

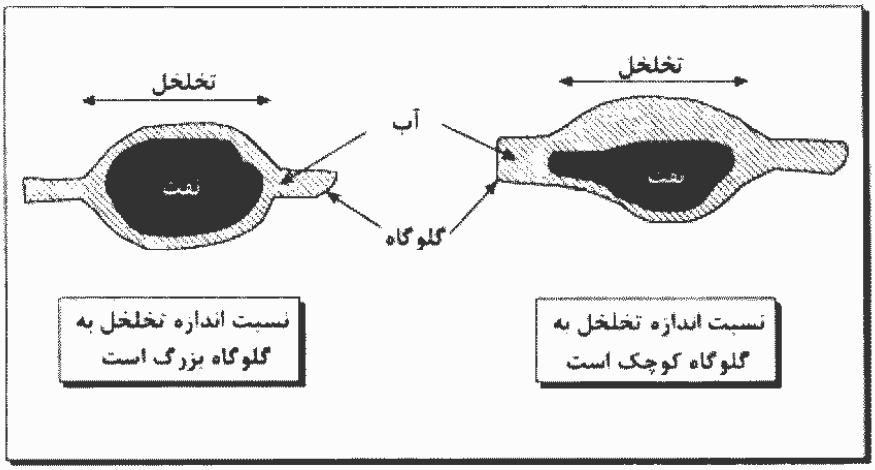
ضریب بازیافت تحت تأثیر شکل هندسی خلل و فرج سنگ و اثرات متقابل سیال - سنگ و سیال- سیال بستگی دارد. قسمتی از خصوصیات مهم سنگ شامل موارد ذیل است:

۱۳-۴-۱ مقایسهٔ اندازه گلوگاه با خلل و فرج

گلوگاه‌ها می‌توانند به عنوان مجاری کوچکتری تعریف شوند که ارتباط دهنده خلل و فرج بزرگتر سنگ به یکدیگر هستند. واژهٔ سیستم خلل و فرج بیانگر کل سیستم خلل و فرج و گلوگاه‌ها می‌باشد. در طی فرآیند جایگزین شدن آب به جای نفت در یک سیستم آبدوست، فرآیند جایگزینی ابتدا در عناصر کوچک (گلوگاه‌ها) رخ می‌دهد که باعث شکسته شدن پیوستگی نفت و برجای ماندن حباب‌هایی از نفت باقیمانده در خلل و فرج می‌شود. بنابراین حجم نفت باقیمانده به اندازه گلوگاه خلل و فرج و حجم خلل و فرج بستگی دارد.

نسبت اندازه خلل و فرج به گلوگاه‌ها (pore to pore throat ratio) معمولاً در اثر پدیده انحلال افزایش می‌یابد (شکل ۱۳-۱۳). بنابراین نتیجهٔ عمومی انحلال، افزایش یافتن اندازهٔ خلل و فرج در برابر گلوگاه‌ها و به وجود آمدن سیستم خلل و فرج با ضریب بازیافت کمتر

می‌باشد. تخلخل حفره‌ای (vuggy) در مخازن کربنات بسیار رایج می‌باشد که سبب کاهش ضریب بازیافت در آن‌ها می‌شود.



شکل ۱۳-۱۳ - تغییرات نسبت اندازه خلل و فرج به گلوگاه‌ها

۱۳-۴-۲ شمارهٔ هم آرایی گلوگاه نسبت به حفره

شمارهٔ هم آرایی به شمارهٔ متوسط گلوگاه‌هایی گفته می‌شود که به یک حفره مرتبط هستند و لذا بیانگر ارتباط بین خلل و فرج است. برای مثال در یک شبکهٔ هگزاگونال ساده، شمارهٔ هم آرایی ۳ می‌باشد و در شبکه هگزاگونال سه گانه، شمارهٔ هم آرایی ۶ است. در خلل و فرج با شمارهٔ هم آرایی بالا، تعداد مسیرها یا راه‌های فرعی که به یک حفره مربوط می‌شود زیاد می‌باشد که سبب افزایش ضریب بازیافت می‌گردد. شمارهٔ هم آرایی را می‌توان به وسیلهٔ مشاهدهٔ مستقیم میکروسکوپی تخمین زد. شمارهٔ هم آرایی را هم چنین می‌شود به طور غیرمستقیم از اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی اشباع فاز غیرترکننده باقیمانده (S_{nwr}) یا از اندازه‌گیری مقاومت الکتریکی سنگ‌های اشباع از آب شور بدست آورد. اهمیت نسبی شمارهٔ هم‌آرایی بعنوان یکی از چهار ضریب بازیافت، به علت فقدان اطلاعات درست و قابل اعتماد، در حال حاضر شناخته شده نیست. بر اساس مطالعات موجود به نظر می‌رسد که متوسط شمارهٔ هم‌آرایی خلل و فرج در سنگ ممکن است از درجات پایین ۱و۲ شروع شده و به سمت بالا تا ۱۵ و بیشتر نیز برسد.

۱۳-۴-۳ زبری سطحی خلل و فرج و منافذ

زبری سطحی منافذ در سنگ‌های مخازن دارای تنوع زیادی است و از سطوح بلوری صیقلی بعضی از دولومیت‌ها تا سطوح کنده شده و زبر یا پوشیده شده با رس بعضی از ماسه‌سنگ‌ها متغیر است. زبری سطحی ممکن است بر روی ترشدگی و ضریب بازیافت تأثیر بگذارد که تأثیر آن بر روی ضریب بازیافت به خوبی مشخص نشده است.