

چکیده

بازیافت نفت (EOR) بخشی حیاتی از فرآیند تولید نفت از مخازن ماسه سنگ و کربنات است. حفظ و افزایش تولید نفت از بسیاری از میادین مستلزم انتخاب، طراحی و اجرای مناسب روش‌های EOR است. انتخاب روش های EOR برای شرایط مخزن خاص یکی از سخت ترین کارها برای شرکت های نفت و گاز است. غربالگری تکنیک‌های مختلف EOR با در نظر گرفتن تجربیات قبلی از روش‌های اعمال شده در زمینه‌های دیگر، اولین گام در توصیه هر عملیات پرهزینه EOR است. روش های ازدیاد برداشت زیادی وجود دارد و برای انتخاب بهترین روش باید فاکتورهایی مانند ویژگی های سیال و سنگ مخزن، در دسترس بودن مواد تزریقی، تجهیزات در دسترس و سایر موارد را مورد بررسی قرار دهیم. یک راه برای انتخاب روش بهینه، مقایسه ی پارامترهای مخازن در پروژه های ازدیاد برداشت موفق با مخزن مورد بررسی است. هر چند که باید توجه داشت که هر مخزن ویژگی های خاص خودش را دارد و نمی توانیم نظر قطعی درباره آن بدهیم. امروزه به خاطر پیشرفت و توسعه روز افزون جوامع بشری و نیاز به انرژی در زندگی و از سوی دیگر محدود بودن منابع آن موجب اهمیت ازدیاد برداشت نفت شده است. با توجه به ارتباط و پیوستگی مراحل مختلف تولید از مخازن هیدروکربنی، نمی توان ازدیاد برداشت نفت را جدا از مراحل اولیه دانست؛ بلکه در سایه عنوان کلی بهبود برداشت باید طراحی مناسب برنامه تولید را از آغاز برداشت اولیه تا پایان روش های برداشت در نظر گرفت. به عبارت دیگر اگر بخواهیم روش های ازدیاد برداشت موثر و مفید باشند باید از ابتدا با دقت تمام روش های تولید را سنجید و بررسی کرد تا ضمن طراحی درست برنامه بلند مدت برای هر مخزن بهترین زمان برای اعمال روش های ثالثیه با هدف تولید بیشینه هیدروکربن انتخاب شود.

مقدمه

بازیافت پیشرفته نفت (EOR) بخش مهمی از زندگی میادین نفتی است. روش‌های EOR مانند تزریق گاز، روش‌های شیمیایی و تکنیک‌های حرارتی در بسیاری از زمینه‌ها در سراسر جهان برای افزایش بازیافت نفت به کار گرفته شده‌اند. عملکرد هر پروژه EOR به شدت به ویژگی‌های مخزن و خواص سیال وابسته است از این رو، اعمال یک روش خاص برای همه مخازن نفت امکان پذیر نیست. علاوه بر این، شرایط عملیاتی و تحلیل اقتصادی باید برای هر پروژه موفق EOR در نظر گرفته شود. عملیات EOR بسیار پرهزینه است و با توجه به پیچیدگی و عدم قطعیت مخزن همراه با قیمت ناپایدار بازار نفت، قبل از هر فرآیند تصمیم گیری باید یک غربالگری دقیق انجام شود. مزیت انجام غربالگری یافتن بهترین تکنیک EOR بدون استفاده از شبیه سازی مخزن و ابزارهای تطبیق تاریخ است. بنابراین، ارزیابی غربالگری اولیه پروژه‌های EOR یک رویکرد موثر است. غربالگری فنی اولین قدم برای انتخاب هر روش EOR است. معیارهای غربالگری را می توان برای ارزیابی کاربرد روش های مختلف EOR قبل از هر مطالعه دقیقی به کار برد بنابراین، ارزیابی یک پروژه EOR از طریق غربالگری اولیه ابزار بسیار مؤثری به نظر می رسد تا بر برای اولین بار جدول جامعی را معرفی کرد که برای توسعه بسیاری از معیارهای غربالگری مورد استفاده قرار گرفت. معیارهای خواص سیال ، گرانش ، ویسکوزیته و ترکیب API است، در حالی که نوع تشکیل، ضخامت خالص، نفوذپذیری، عمق و دمای مخزن از ویژگی های آن است. این جدول تا بر اساس سه دسته تزریق گاز ، روش های سیلابی آب اصلاح شده و روش های حرارتی است

1_1_عدم قطعیت

عدم قطعیت در بخش بالادستی صنعت نفت خصوصاً در مراحل ابتدایی توسعه میدان، به دلیل کمبود داده های مخزنی و پارامترهای نامشخص زیاد است. تعیین مواردی همچون نفت درجای مخزن، ضریب بازیافت و ارزش خالص فعلی سناریوهای تولیدی نیازمند آنالیز عدم قطعیت است. عدم اطمینان به این معنی است که شما از چیزی کمتر از 100٪ مطمئن هستید. همواره مقادیر نفت درجای مخزن، ذخایر و انتخاب سناریوهای تولید با عدم قطعیت همراه هستند که روی بهره وری اقتصادی تأثیری گذارند و نقش مهمی در تصمیم گیری تولیدکنندگان نفت و سرمایه گذاران بخش بالادستی نفت دارد. بنابراین ارزیابی عدم قطعیت از اهمیت بالایی برخوردار است با کاهش تولید نفت در طول عمر میدان، افزایش هزینه های عملیاتی، اهمیت آنالیز ریسک و عدم قطعیت در بخش بالادستی نفت بیشتر می شود.

به طور کلی، عدم قطعیت های پروژه بالادستی نفت را میتوان به دو دسته فنی و غیرفنی تقسیم کرد:

- عدم قطعیت های فنی شامل ویژگی های زمین شناسی، خصوصیات سنگ و سیال، مکان سطوح تماس نفت و آب و گاز و غیره می باشد.
- عدم قطعیت های غیرفنی (که در این اینجا بیشتر موارد اقتصادی مطرح است) شامل قیمت نفت، هزینه های سرمایه ای و هزینه های عملیاتی است.

از نظر قابلیت کنترل بودن، متغیرها به دسته های قابل کنترل و غیرقابل کنترل تقسیم می شوند.

- تمام عوامل زمین شناسی، شرایط اقتصادی و برخی از عوامل مهندسی در برنامه توسعه میدان قابل کنترل نیستند
- در حالی که برخی از عوامل مهندسی و عملیاتی مانند تعداد و فاصله چاه ها، شرایط کنترلی چاه ها (دبی و فشار)، روش تولید از میدان، زمان تزریق و ... قابل کنترل هستند .

همه این عدم قطعیت ها منجر به عدم اطمینان در تخمین نفت درجا، ضریب بازیافت، اقتصاد پروژه و سودآوری پیش بینی شده پروژه می شود.

1_1_2 رویکردهای تحلیل عدم قطعیت

به طور کلی دو رویکرد برای تجزیه و تحلیل عدم اطمینان وجود دارد :

1 : رویکرد قطعی

2 : رویکرد احتمالی یا تصادفی

رویکرد قطعی به عنوان تکنیک هایی استفاده می شوند که از تخمین نقطه استفاده می کنند و نتیجه واحدی را فرض می کنند مانند آنالیز حساسیت یا روش های طراحی آزمایش متداول ترین روش های قطعی مورد استفاده، تحلیل سناریو و تحلیل حساسیت است. رویکرد احتمالی به روش هایی گفته می شود که پارامترها به صورت تصادفی توسط روش های نمونه گیری تصادفی انتخاب می شوند. در روش های احتمالی، یک تابع توزیع احتمال به هر یک یا پارامترهای انتخاب شده اختصاص می یابد. در رویکرد احتمالی، نوع توزیع احتمال پارامترها و روش های نمونه گیری، مهم است. توجه به رویکرد احتمالی عدم قطعیت، طی سال های گذشته به تدریج در صنعت نفت افزایش یافته است. روش سنتی عدم قطعیت ، یک مقدار قطعی برای تابع هدف مورد بررسی (ضریب بازیافت ، ارزش خالص فعلی و ...) می دهد. اما تحلیل احتمالی عدم قطعیت، یک توزیع احتمال از تابع هدف مورد بررسی را می دهد. بنابراین، یک رویکرد آماری یا رویکرد احتمالی مناسب تر از رویکرد قطعی برای تحلیل عدم قطعیت توسعه میدانی است.

1_2 انواع مختلف برداشت از مخازن

در اواخر قرن نوزدهم میلادی یکی از موضوعات بسیار مهم در صنعت نفت، روش های ازدیاد برداشت نفت بود. پس از بهبود تکنولوژی این موضوع به صورت جهانی در آمد. یکی از تئوری ها درباره ی تعریف روش های ازدیاد برداشت نفت که پیشینه ی طولانی دارد، طبقه بندی روش های مختلف برداشت به صورت زیر است:

• برداشت اولیه

• برداشت ثانویه

• برداشت ثالثیه

• **برداشت اولیه در این طبقه بندی تنها از انرژی طبیعی مخزن استفاده میکند و**

• **برداشت ثانویه نیز هر برداشتی که پس از برداشت اولیه صورت گیرد و هدف آن نگه داشتن فشار مخزن است**

می باشد که معمولاً شامل تزریق آب یا گاز میباشد.

• **هر مکانیزمی که پس از برداشت ثانویه جهت تولید نفت باقی مانده انجام گیرد، برداشت ثالثیه نام دارد.**

امروزه، روش های پیشرفته ازدیاد برداشت نفت بر پایه ی ایده بسیاری از محققان به عنوان جایگزین مراحل دوم و سوم مطرح شده است که این طبقه بندی به شرح زیر است:

برداشت اولیه: که از مکانیزم های طبیعی در تولید از مخزن و مکانیزم هایی که جهت نگه داشتن فشار مخزن ایجاد شده است، استفاده میکند.

روش های پیشرفته ازدیاد برداشت نفت (EOR): روش هایی هستند که پس از برداشت اولیه جهت تولید از مخازن مورد استفاده قرار می گیرند. (6.7)

1.4_ خواص سیال

ویسکوزیته نفت پارامتر مهمی است که برای پیش بینی جریان سیال در مخزن و در سطح نیاز است. ویسکوزیته نفت به دانسیته یا تعداد اتم های کربن و همچنین به گازهای حل شده در آن بستگی دارد. هرچه تعداد اتم های کربن نفت زیادتر شود، ویسکوزیته آن بالاتر می رود و هرچه میزان گاز حل شده در نفت بیشتر شود، گرانروی آن کمتر می شود. پوازیه یا پواز واحدی است که برای بیان اندازه مقاومت یک سیال در برابر حرکت به کار برده می شود. (3)

1.4_1_ تقسیم بندی نفت

کیفیت نفت های خام متغیر بوده و بر اساس وزن مخصوص و گرانروی، آنها را به نفت خام سبک، متوسط، سنگین و نفت خام خیلی سنگین تقسیم بندی می کنند. نفت خام سبک با وزن مخصوص کم، به مراتب بیشتر از نفت سنگین مورد توجه است. (42)

1.4_2_ چگالی

در صنعت نفت برای مقایسه چگالی از درجه API که کمیتی بدون بعد است استفاده می شود. درجه API نشان دهنده میزان چگالی ماده مورد نظر نسبت به چگالی آب است به طوری که اگر درجه API برای مایعی کمتر از ۱۰ باشد، نسبت به آب چگال تر بوده و در آن فرومی رود و اگر مقدار آن بیشتر از ۱۰ باشد ماده مورد نظر روی آب شناور خواهد ماند. این واحد

اندازه‌گیری چگالی نخستین بار توسط انجمن نفت آمریکا معرفی شد. ارتباط چگالی نسبی و درجه API برای یک ماده نفتی به صورت زیر است:

$$\text{API gravity} = \frac{141.5}{\text{SG}} - 131.5$$

درجه API بزرگ‌تر نشانگر نفت خام سبک‌تر (چگالی کمتر) است؛ درحالی‌که درجه API کوچک‌تر نشانگر نفت خام سنگین‌تر (چگالی بالاتر و متراکم‌تر) است. به‌طورکلی، نفت خام‌های سبک‌تر (API بالا) با ارزش‌تر هستند زیرا در پالایشگاه محصولات سبک‌تر و صد البته با ارزش بالاتری تولید می‌کنند. (32)

بر مبنای چگالی، نفت خام به پنج طبقه زیر تقسیم می‌شود:

جدول ۰-۱ طبقه بندی نفت خام براساس درجه API

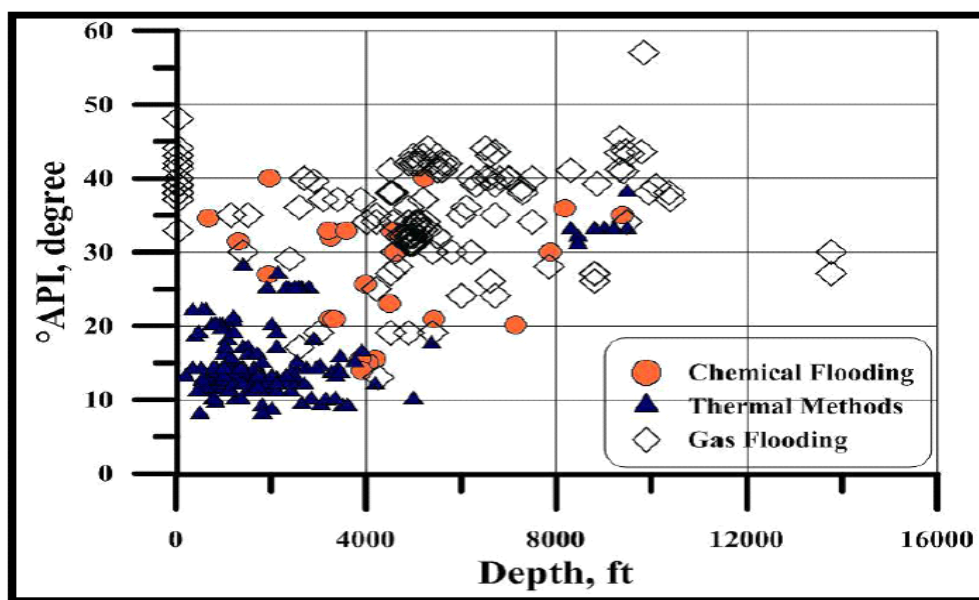
درجه API	نوع نفت خام
>۴۵	نفت خام فوق سبک
۴۵-۳۵	نفت خام سبک
۳۵-۲۵	نفت خام متوسط
۲۵-۱۵	نفت خام سنگین
<۱۵	نفت خام فوق سنگین

در مخازن سنگین از یک سو به دلیل گرانبروی بالا و مشکلاتی که حین استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت ایجاد می‌شود دقت بیشتری برای استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت نیاز دارد در پژوهش به این مخازن نیز پرداخته می‌شود.

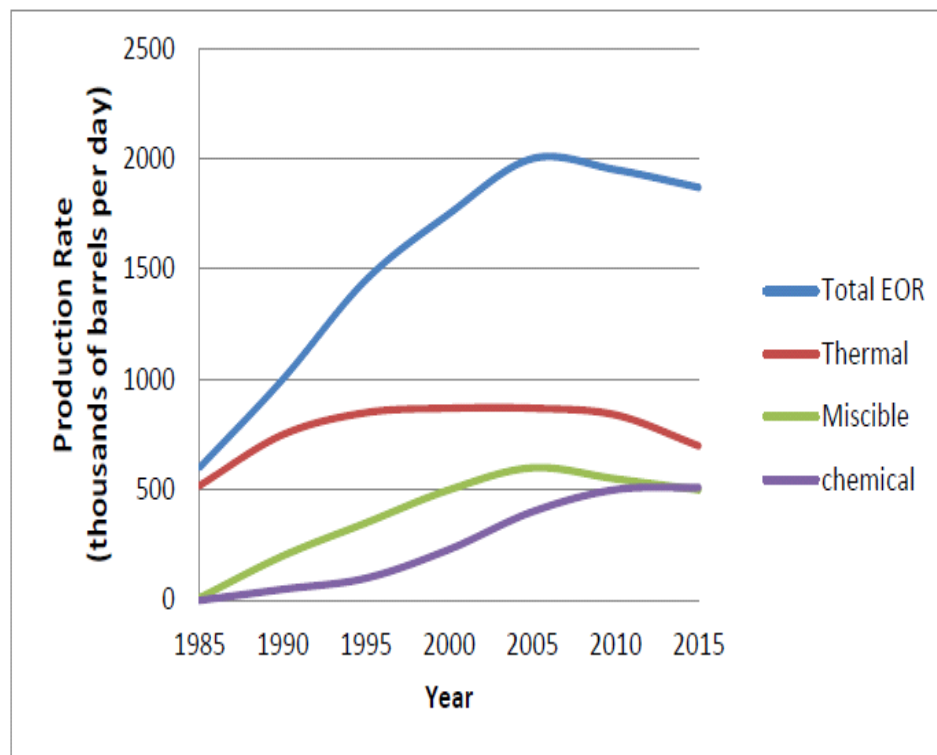
3_4_1- ضریب بازیافت

میزان بازیافت هر میدان نسبت به نفت خام درجای اولیه می باشد. ضریب بازیافت میدان های نفتی به شرایط فیزیکی سنگ مخزن، نوع سیال، فشار، درجه حرارت، مکانیسم طبیعی تولید و نحوه بهره برداری در طول زمان بستگی دارد. به طور کلی ضریب بازیافت اولیه میادین نفتی بین ۵ تا ۲۵ درصد ذخیره در جای اولیه آنها می باشد ولی با بکار گیری روش های جدید در بیشتر موارد میزان بازیافت میادین به بیش از ۵۰ درصد افزایش یافته است. در حال حاضر میانگین بازیافت مخازن ایران بین ۱۷ تا ۲۵ درصد گزارش شده است. (21.22.45)

مقدار تولید نفت در هر روش به طور کلی در شکل ۱-۲ نشان داده شده است. ادامه ی تولید نفت با استفاده از روش های حرارتی (به ویژه تزریق بخار) در این شکل بسیار واضح است. لازم به ذکر است که بزرگترین پروژه ازدیاد برداشت نفت در جهان، تزریق بخار است که در میدان Duri در اندونزی در حال اجراست و روزانه بیش از ۲۴۵۰۰۰ بشکه نفت تولید می کند.



شکل ۱-۱- بررسی پروژه های ازدیاد برداشت نفت با توجه به عمق و API (Halliburton)



شکل ۱-۲- نرخ بازیافت نفت در هر روش - شرکت ملی نفت ایران (NIOC)

1.5 روش های اولیه بهره برداری از مخزن

1.5.1 مکانیزم های طبیعی

در طی بازیافت اولیه، انرژی طبیعی مخزن برای انتقال هیدروکربن ها به داخل و خارج از چاه های تولیدی استفاده می شود. چندین منبع انرژی متفاوت وجود دارد و هر یک باعث ایجاد یک مکانیزم رانش می شود. در اوایل عمر یک مخزن، مکانیزم رانش شناخته نخواهد شد. این مکانیزم با تجزیه و تحلیل داده های بهره برداری (فشار مخزن و نرخهای تولید سیال) تعیین می شود.

اولین تعیین ممکن از مکانیزم رانش یک هدف اولیه در اوایل عمر مخزن است زیرا دانستن آن می تواند مدیریت و بازیافت ذخایر مخزن را در اواسط و اواخر عمر آن، به طور قابل توجهی بهبود بخشد. (19)

پنج مکانیزم رانش مهم (یا ترکیبی از آنها) وجود دارد که عبارتند از:

- رانش آب (Drive Water)
- رانش کلاهک گازی (Gas Cap Drive)
- رانش گاز محلول (Solution Gas Drive)
- ریزش ثقلی (Gravity Drainage)
- تراکم مخزن (Reservoir Compaction)

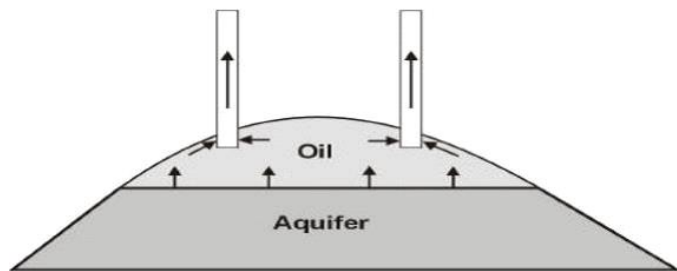
• رانش ترکیبی یا مخلوط (Combination or Mixed Drive)

1.5.2 مکانیزم رانش آب

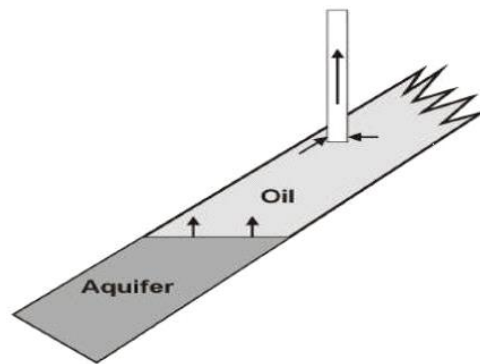
برخی مخازن با یک ناحیه ی آبی (آبخوان) زیرین ارتباط دارند. هنگامی که فشار مخزن بدلیل تولید کاهش می یابد، آب فشرده در یک آبخوان به سمت مخزن گسترش می یابد و به نگهداری فشار کمک می کند. این مکانیزم به نام مکانیزم رانش آب یا Drive Water نامیده می شود.

اگر سفره آب در تماس با مخزن بسیار بزرگ باشد، مکانیزم رانش آب موثر خواهد بود زیرا فشرده گی آب بسیار کم است. به عنوان مثال، یک سازه تاقدیسی با ناحیه ی آب (آبخوان) فراوان، بیشترین مزیت را برای استفاده از مکانیزم رانش آب دارد.

مکانیزم رانش آب، محرک بسیار خوبی است و مخازن می توانند در بسیاری از موارد با بیش از ۵۰ درصد ضریب بازیافت نفت تولید کنند. (16.19.2)



شکل ۱-۳- رانش آب پایین



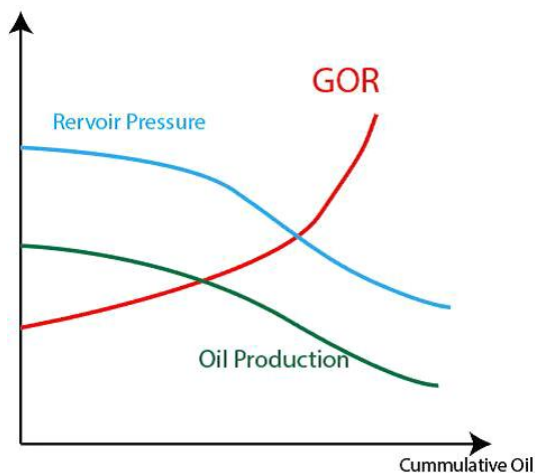
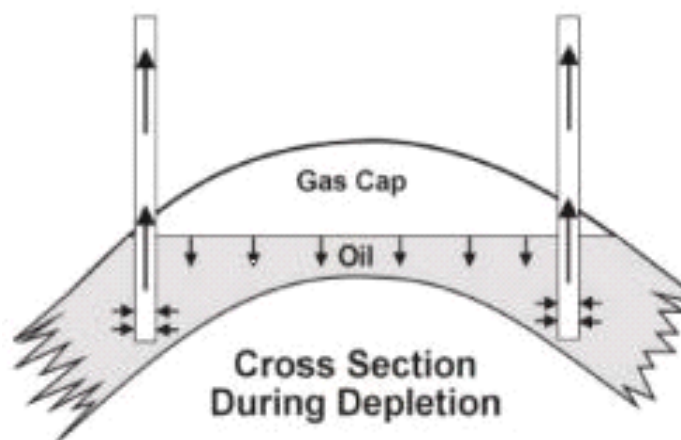
شکل ۱-۴- رانش آب کناری (wiki.aapg.org/drive_mechanisms_and_recovery)

3.5.1 مکانیزم رانش گازی

در مخازن هیدروکربنی با کلاهک گازی، گسترش کلاهک گازی پس از تولید و کاهش فشار مخزن، نیرویی را به ستون نفت اعمال می کند. این فشار، مکانیزم اصلی تولید است که بوسیله ی کلاهک گازی اعمال می شود.

در طول بهره برداری از این نوع مخازن، فشار مخزن و تولید نفت با سرعت کاهش می یابد اما نسبت گاز به نفت (GOR) افزایش می یابد.

این مکانیزم با ضریب بازیافت حدود ۲۵٪ تا ۵۰٪ در مخازن ماسه سنگی، نقش ضعیف تری نسبت به مکانیزم رانش آب دارد. (19.2)

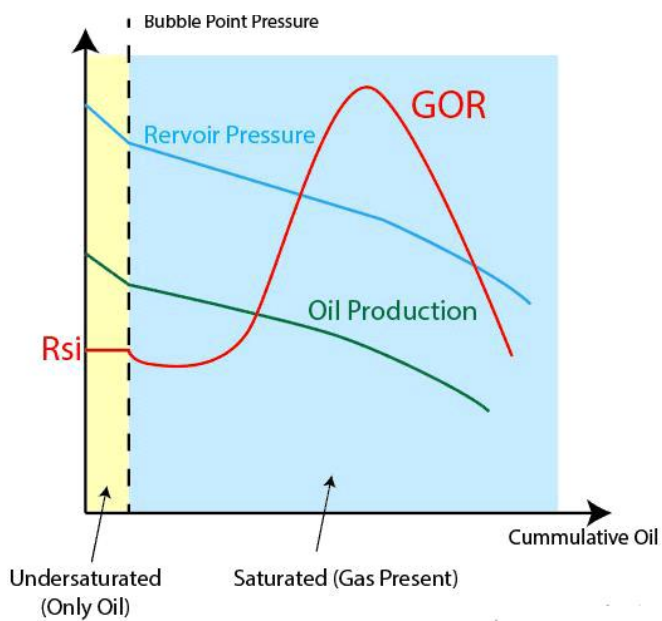
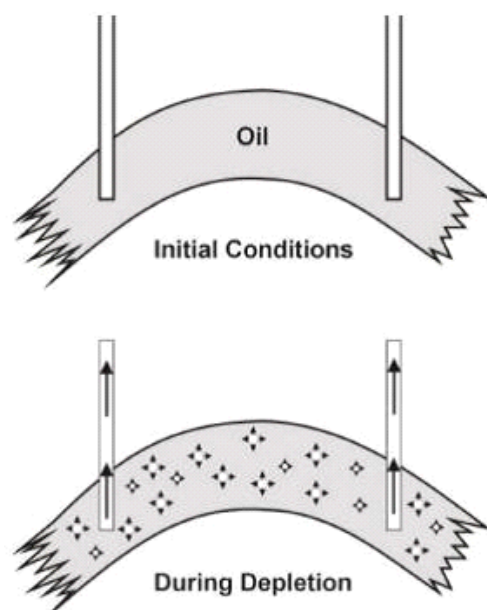


شکل ۱-۵- رانش کلاهی گازی

1_5_4 رانش گاز محلول

هنگامی که فشار مخزن به نقطه حباب می رسد، نفت اشباع می شود و گاز آزاد در مخزن بوجود می آید. گسترش گاز، انرژی اصلی برای بهره برداری سیال مخزن بوسیله ی گاز محلول است. در ابتدا، نسبت گاز تولید شده به نفت اندکی کاهش خواهد یافت زیرا گاز آزاد در مخزن تا زمانی که به نقطه اشباع گاز بحرانی برسد، نمی تواند حرکت کند. سپس گاز شروع به جریان به سمت چاه خواهد کرد.

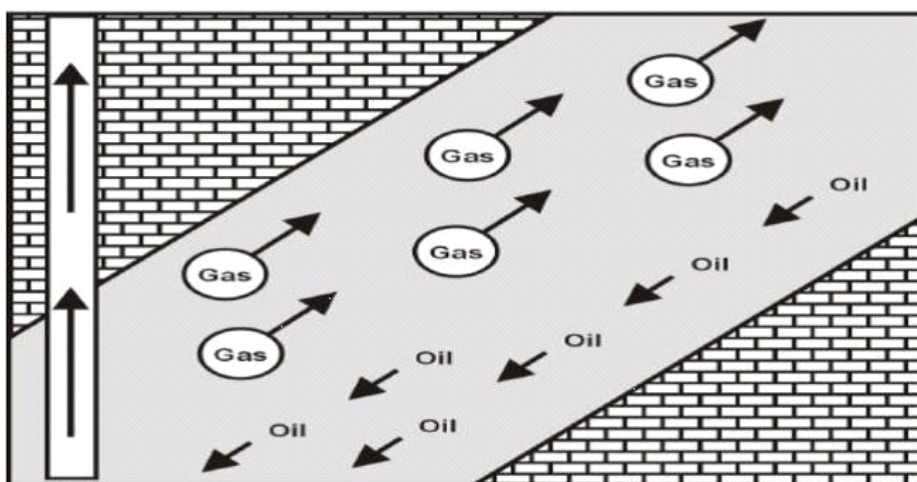
در برخی موارد که نفوذپذیری عمودی بالا است، گاز ممکن است مهاجرت کرده و تبدیل به یک کلاهک گازی ثانویه شود که به تولید نفت کمک می کند. ضریب بازیافت از مخزن با رانش گاز محلول حدود ۵ تا ۳۰٪ است. (19)



شکل ۱-۶- مکانیزم رانش گاز محلول (wiki.aapg.org/drive_mechanisms_and_recovery)

5_5_1- رانش ریزش ثقلی

اختلاف چگالی بین نفت، گاز و آب منجر به جدا شدن طبیعی آنها در مخزن می گردد. این فرآیند میتواند به عنوان یک مکانیزم رانش مورد استفاده قرار گیرد اما نسبتاً ضعیف است و در عمل تنها در ترکیب با سایر مکانیزم های رانش مورد استفاده قرار می گیرد. شکل ۱-۷، بهره برداری با استفاده از ریزش ثقلی را نشان می دهد. با این وجود، در طول دوره های طولانی بسیار کارآمد است و میتواند باعث افزایش قابل توجه در بازیافت نفت شود. در نتیجه، اغلب در کنار مکانیزم های رانش دیگر استفاده می شود. (5. 19)



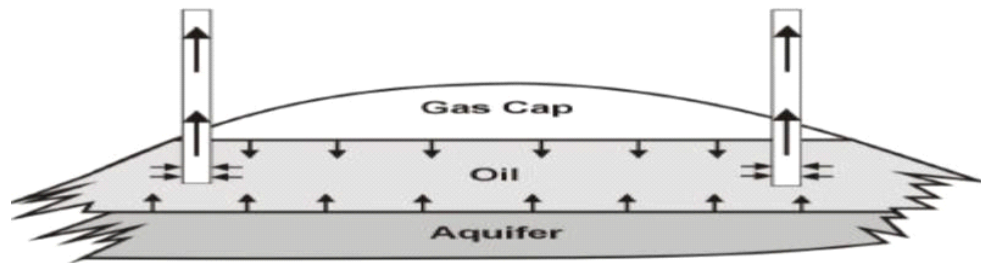
شکل ۱-۷ - مکانیزم رانش ریزش ثقلی (wiki.aapg.org/drive_mechanisms_and_recovery)

6_5_1- مکانیزم رانش تحت تاثیر تراکم مخزن

نفت درون فضای منفذی مخزن بوسیله ی وزن رسوبات انباشته و فشار سیالات موجود در آن ها فشرده می شود. اگر سیال از مخزن خارج شود ممکن است که کاهش فشار در فضای منفذی مربوط به تولید سیال بوسیله ی رسوبات انباشته که رسوبات پایین تر مانند رسوبات ناحیه ی تولیدی مخزن را فشرده می کند، بتواند جبران شود. تاثیر این امر، ایجاد کاهش تخلخل و در نتیجه اثر فشرده سازی بالقوه است. (19)

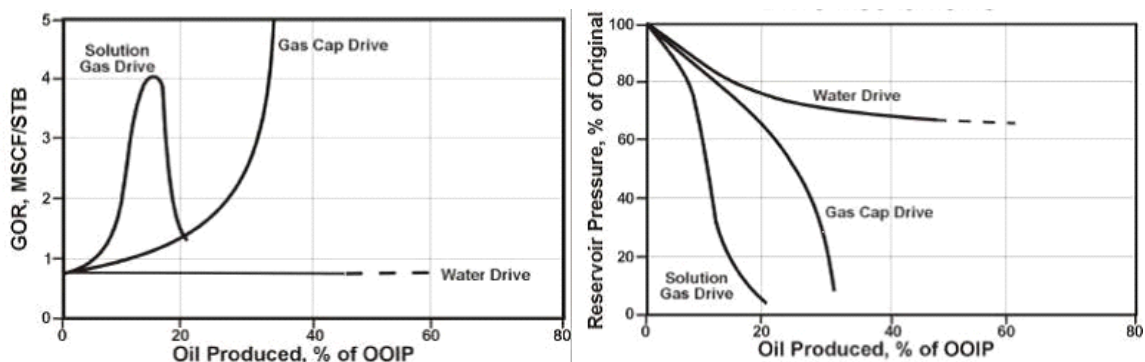
7_5_1 مکانیزم رانش ترکیبی

اکثر میدان ها با بیش از یک مکانیزم رانش کار میکنند. شایع ترین ترکیب رانش ها، رانش گاز محلول (با یا بدون کلاهک گازی آزاد) با یک رانش ضعیف آب می باشد. هنگامی که کلاهک گازی آزاد با رانش آب فعال ترکیب میشود، رانش ترکیبی کارایی بیشتری خواهد داشت. تولید از طریق این مکانیزم ها به خوبی در نواحی آمریکای شمالی، دریای شمال، آفریقای شمالی و اندونزی مورد استفاده قرار گرفته است. (19)



شکل ۱ - ۸- مکانیزم رانش ترکیبی (wiki.aapg.org/drive_mechanisms_and_recovery)

فشار مخزن و تغییرات GOR برای هر یک از سه مکانیزم اصلی (اولیه که در شکل ۱-۹ نمایش داده شده است) ، به طور قابل توجهی نشان می دهد که مکانیزم های رانش آب، فشار مخزن بسیار بالاتر از رانش های گاز دارد و به طور یکنواخت دارای GOR کم می باشند. (19)



شکل ۱-۹- فشار مخزن و تغییرات GOR (NIOC)

۱.۵.۸ مکانیزم نگهداری فشار مخزن

مرحله ی دوم تولید هیدروکربن که در طی آن یک سیال خارجی مانند آب یا گاز از طریق چاه های تزریق که در سنگ مخزن تعبیه شده اند، درون مخزن تزریق می شود که ارتباط سیال با چاه های تولیدی دارند. هدف از برداشت ثانویه، حفظ فشار مخزن و جابجایی هیدروکربن به سمت چاه است. دو روش معمولاً مورد استفاده قرار میگیرد:

- تزریق آب

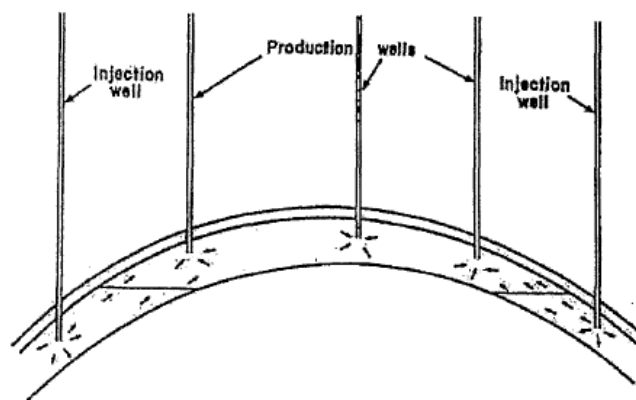
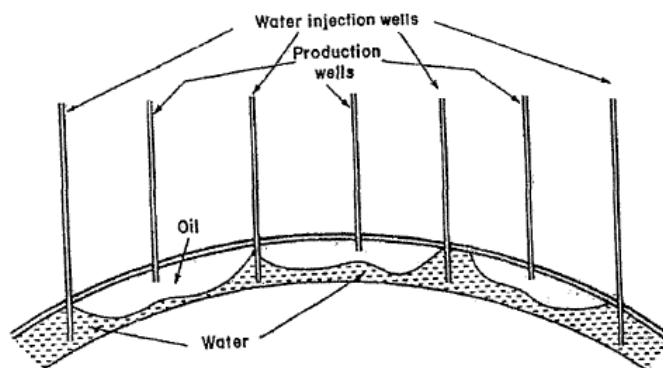
- تزریق گاز

۱.۵.۹ تزریق آب به منظور حفظ فشار مخزن

در میدان های نفتی که در شکل ۱-۱۰ نشان داده شده است، حفظ فشار با استفاده از تزریق آب در لایه های آبی در لبه مخزن کارآمد است اما در میدان بزرگ، تزریق باید در تمام طول لایه ی آب انجام شود (شکل ۱-۱۰). در این شرایط،

نواحی آبی میتوانند در مخزن تشکیل شوند و پیشرفت این نواحی در مخزن نفت، به افزایش فشار و رانش نفت به سمت چاه های تولیدی کمک می کند.

تزریق آب دارای مزایای متعددی از قبیل، فراوانی در سطح زمین، هزینه پایین، تزریق آسان و داشتن خصوصیات یک سیال طبیعی مخزن می باشد. (19.2)

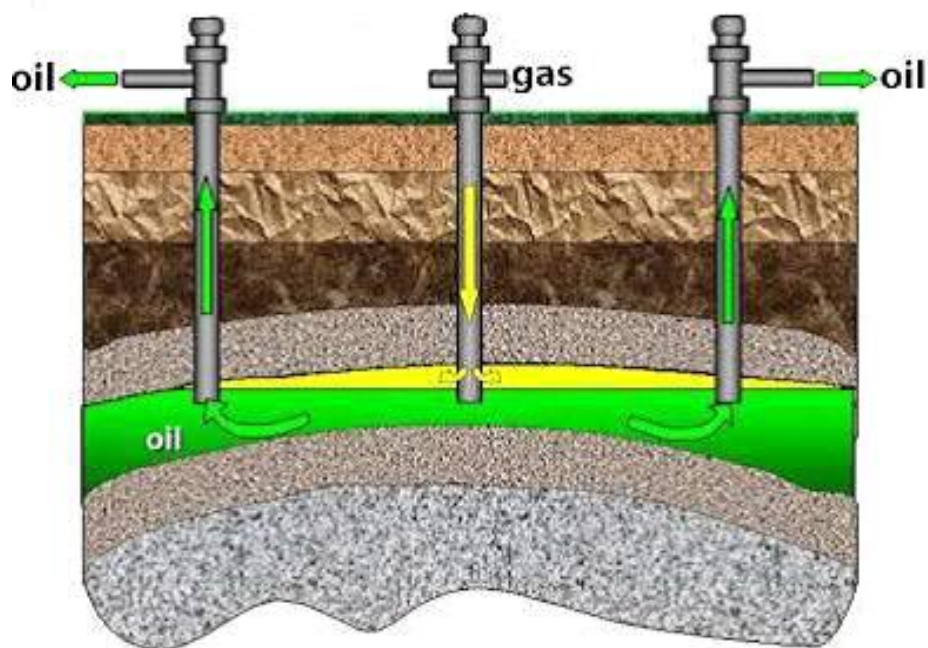


شکل ۱-۱- تزریق آب به مخزن در میدان های بزرگ و کوچک (NIOC)

10_5_1_ تزریق گاز به منظور حفظ فشار

همانطور که در شکل ۱-۱۱ مشاهده می کنید، تزریق گاز در مرکز کلاهک گازی صورت گرفته است. در این نوع تزریق، فشار گاز تزریق نسبتاً کم است و کشش سطحی بین فازها ثابت است. در میدان بزرگ، همان گونه که در مورد تزریق آب بیان شد، تزریق گاز نیز باید در کل مخزن انجام شود. این کار میتواند نواحی گازی ایجاد کند که منجر به افزایش فشار و رانش نفت به سمت چاه تولیدی گردد.

باید توجه کرد که تزریق گاز زمانی بسیار موثر است که مکانیزم رانش طبیعی مخزن، مکانیزم ریزش ثقیلی است. تزریق گاز طبیعی در سراسر جهان به دلیل استفاده از آن به عنوان منبع گرما و سوخت کاهش یافته است. (19.2)



شکل ۱-۱۱- تزریق گاز در کلاهک گازی (Advanced CERT Canada Inc)

1.3 غربالگری پارامترهای برداشت

استفاده از ازدیاد برداشت با توجه به کاهش تولید نفت، بیش از هر زمان دیگری بسیار ضروری به نظر می‌رسد. بنابراین انتخاب بهترین روش جهت افزایش برداشت نفت بسیار حائز اهمیت است.

- غربالگری پارامترهای ازدیاد برداشت نفت شامل تمام روش های ازدیاد برداشت نفت می باشد.
- در این روش ها، اطلاعات از تمام پروژه های اطراف در جهان جمع آوری شده و خصوصیات مخزن و خواص نفت مورد مطالعه و ارزیابی قرار خواهد گرفت.

ضریب بازیافت نفت در پروژه های به اتمام رسیده یا در حال اجرا در این روش مورد مطالعه قرار خواهد گرفت و نتایج به صورت نمودار ترسیم خواهد شد. هدف از غربالگری موضوع ازدیاد برداشت ابتدا به نتایجی که از میدان بدست آمده و سپس

به مکانیزم های برداشت ثانویه مربوط میشود. در این شرایط، روش استفاده از هر مکانیزم برداشت به طور خلاصه مورد مطالعه قرار گرفته است و ارتباط بین آنها توصیف شده است.

اگرچه انتخاب مواد تزریق شده برای مدت طولانی مورد مطالعه قرار گرفته است اما مهندسان نفت هنوز باید در انتخاب روشی که بهترین تولید نفت از مخزن را با توجه به هزینه های اقتصادی دارد، بسیار مراقب باشند. در جدول ۱-۱، **غربالگری پارامترهای بازیافت برای روش های رایج EOR** به اختصار نشان داده شده است. تجربیات نشان می دهد که بهترین روش در مخازن مورد بررسی روشی است که دارای **توجیه اقتصادی** در مورد میزان بازیافت از این مخازن می باشد.

بهترین روش هایی که دارای بهترین ضریب بازیافت با هزینه ای معقول هستند، **دو روش اصلی تزریق آب (شامل حرارتی مانند بخار یا شیمیایی) و یا یکی از گازهای کم هزینه است.** در برخی روش ها (مانند پلیمری)، امکان موفقیت فنی بسیار زیاد به نظر میرسد اما موفقیت از دیدگاه اقتصادی در سطح پایینی قرار دارد.

اگر قیمت نفت افزایش یابد، میتوانیم امیدوار باشیم که اغلب روش ها سودآور خواهند بود. یکی از راه های بررسی روش های ازدیاد برداشت نفت، **بررسی آن بر اساس تغییرات عمق و درجه API نفت** میباشد.

برای این منظور، تعداد زیادی از پروژه های جهانی ازدیاد برداشت نفت در شکل ۱-۱ نشان داده شده است، همانطور که از شکل مشخص است، فرآیند انتخاب روش از یک پروژه به پروژه دیگر با توجه به عمق مخازن و درجه API نفت سنگین میتواند تغییر یابد.

با توجه به اطلاعات موجود، سعی می شود تا پارامترهای همه ی روش ها مشخص گردد اما باید توجه داشت که هر مخزن در جهان، خصوصیات خاص خود را دارد و ما نمی توانیم ایده ی خاصی در مورد آن ارائه دهیم. (19.10)

جدول ۱-۱ - پارامترهای بازیافت برای روش های ازدیاد برداشت نفت (NIOC)

خصوصیات مخزن	خصوصیات نفت	
--------------	-------------	--

روش EOR	گراناش (API)	ویسکوزیته (cp)	ترکیب	اشباع نفت	نوع سازند	ضخامت خالص (ft)	میانگین تراوایی (md)	عمق (ft)	دما (f)
روش تزریق گاز (امتزاجی)									
نیتروژن و دود	>۴۱-۲۳	<۰/۲-۰/۴	درصد از بالا تا C1 C7	>۷۵-۴۰	ماسه یا سنگ سنگ کربناته	ضخیم	نامشخص	>۶۰۰۰	نامشخص
هیدروکربن	>۴۱-۲۳	<۰/۵-۳	درصد از بالا تا ۲C C7	>۸۰-۳۰	ماسه یا سنگ سنگ کربناته	ضخیم	نامشخص	>۴۰۰۰	نامشخص
دی اکسید کربن	>۳۶-۲۲	<۱/۵-۱۰	درصد از بالا تا ۵C C12	>۵۵-۲۰	ماسه یا سنگ سنگ کربناته	محدوده وسیع	نامشخص	>۲۵۰۰	نامشخص
نیتروژن و دود	>۴۱-۲۳	<۰/۲-۰/۴	درصد از بالا تا C1 C7	>۷۵-۴۰	ماسه یا سنگ سنگ کربناته	ضخامت عمودی خوب	نامشخص	>۱۸۰۰	نامشخص
ازدیاد برداشت (سیلابزنی)									
سیلابزنی پلیمر، آکالین	>۳۵-۲۰	<۱۳-۳۵	اسیدها ی ارگانیک سبک برای آکالین	>۵۳-۳۵	ماسه سنگ	نامشخص	>۴۵۰-۱۰	-۳۲۵۰ >۹۰۰۰	>۲۰۰-۸۰

سیلابزنی پلیمر	>۱۵	<۱۵۰	نامشخ ص	>۸۰-۵۰	ماسه سنگ	نامشخص	>۸۰۰-۱۰	<۹۰۰۰	>۲۰۰-۱۴۰
حرارتی / مکانیکی									
احتراق	>۱۶-۱۰	-۵۰۰۰ <۱۲۰۰	برخی اجزای آسفالتی	>۷۲-۵۰	ماسه سنگ با تخلخل بالا	>۱۰	>۵۰	-۳۵۰۰ >۱۱۵۰۰	>۱۳۵-۱۰۰
بخار	>۱۳-۸	-۲۰۰۰۰۰ <۴۷۰۰	نامشخ ص	>۵۶-۴۰	ماسه سنگ با تخلخل بالا	>۲۰	-۲۰۰ >۲۵۴۰	-۱۵۰۰ >۴۵۰۰	نامشخص
استخراج سطحی	>۱۱-۷	جریان سرد صفر	نامشخ ص	نامشخ ص	ماسه سنگ قیراندود	>۱۰	نامشخص	نامشخص	نامشخص

TABLE 3—SUMMARY OF SCREENING CRITERIA FOR EOR METHODS										
		Oil Properties			Reservoir Characteristics					
Detail Table in Ref. 16	EOR Method	Gravity (°API)	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (% PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (°F)
Gas Injection Methods (Miscible)										
1	Nitrogen and flue gas	>35 / <u>48</u> /	< 0.4 \ <u>0.2</u> \	High percent of C ₁ to C ₇	> 40 / <u>75</u> /	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	> 6,000	NC
2	Hydrocarbon	>23 / <u>41</u> /	< 3 \ <u>0.5</u> \	High percent of C ₂ to C ₇	> 30 / <u>80</u> /	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	> 4,000	NC
3	CO ₂	> 22 / <u>36</u> / ^a	< 10 \ <u>1.5</u> \	High percent of C ₅ to C ₁₂	> 20 / <u>55</u> /	Sandstone or carbonate	Wide range	NC	> 2,500 ^a	NC
1–3	Immiscible gases	> 12	< 600	NC	> 35 / <u>70</u> /	NC	NC if dipping and/or good vertical permeability	NC	> 1,800	NC
(Enhanced) Waterflooding										
4	Micellar/ Polymer, ASP, and Alkaline Flooding	> 20 / <u>35</u> /	< 35 \ <u>13</u> \	Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods	> 35 / <u>53</u> /	Sandstone preferred	NC	> 10 / <u>450</u> /	> 9,000 \ <u>3,250</u>	> 200 \ <u>80</u>
5	Polymer Flooding	> 15	< 150, > 10	NC	> 50 / <u>80</u> /	Sandstone Preferred	NC	> 10 / <u>800</u> / ^b	< 9,000	> 200 \ <u>140</u>
Thermal/Mechanical										
6	Combustion	> 10 / <u>16</u> → ? ₁	< 5,000 <u>1,200</u>	₁ Some asphaltic components	> 50 / <u>72</u> /	High-porosity sand/ sandstone	> 10	> 50 °	< 11,500 \ <u>3,500</u>	> 100 / <u>135</u>
7	Steam	> 8 to <u>13.5</u> → ? ₁	< 200,000 <u>4,700</u>	NC	> 40 / <u>66</u> /	High-porosity sand/ sandstone	> 20	> 200 / <u>2,540</u> / ^d	< 4,500 \ <u>1,500</u>	NC
—	Surface mining	7 to 11	Zero cold flow	NC	> 8 wt% sand	Mineable tar sand	> 10 ^e	NC	> 3:1 overburden to sand ratio	NC
NC = not critical. Underlined values represent the approximate mean or average for current field projects. ^a See Table 3 of Ref. 16. ^b > 3 md from some carbonate reservoirs if the intent is to sweep only the fracture system. Transmissibility > 20 md-Wop ^d Transmissibility > 50 md-Wop ^e See depth.										

- برای تزریق نیتروژن API بزرگتر از ۳۵ مناسب است ولی مقادیر بزرگتر مناسب تر است تا مقدار ۴۸

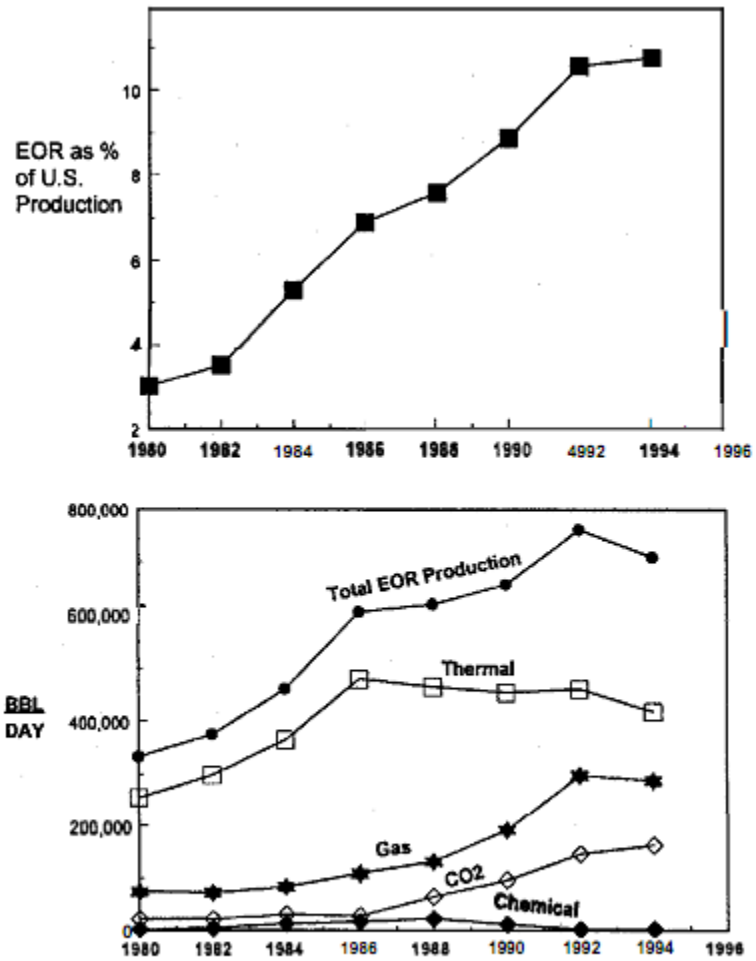


Fig. 1—EOR production in the U.S. (data from Ref. 25).

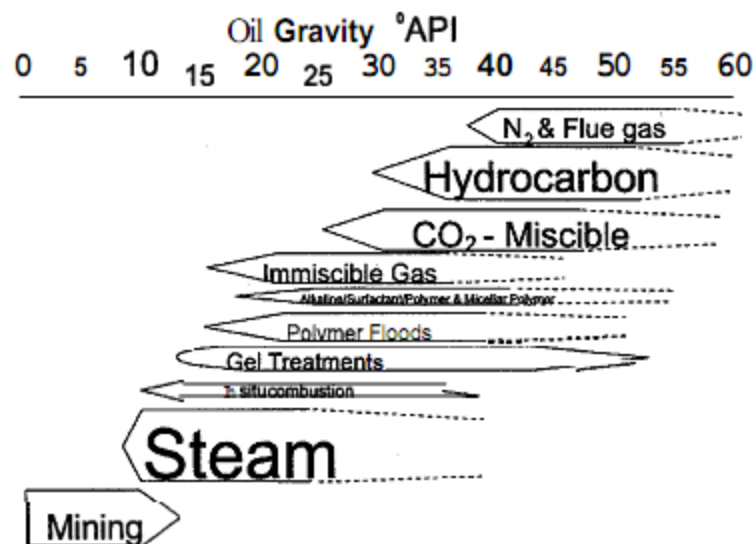


Fig. 2—Oil gravity range of oil that is most effective for EOR methods. Relative production (BID) is shown by size of type.

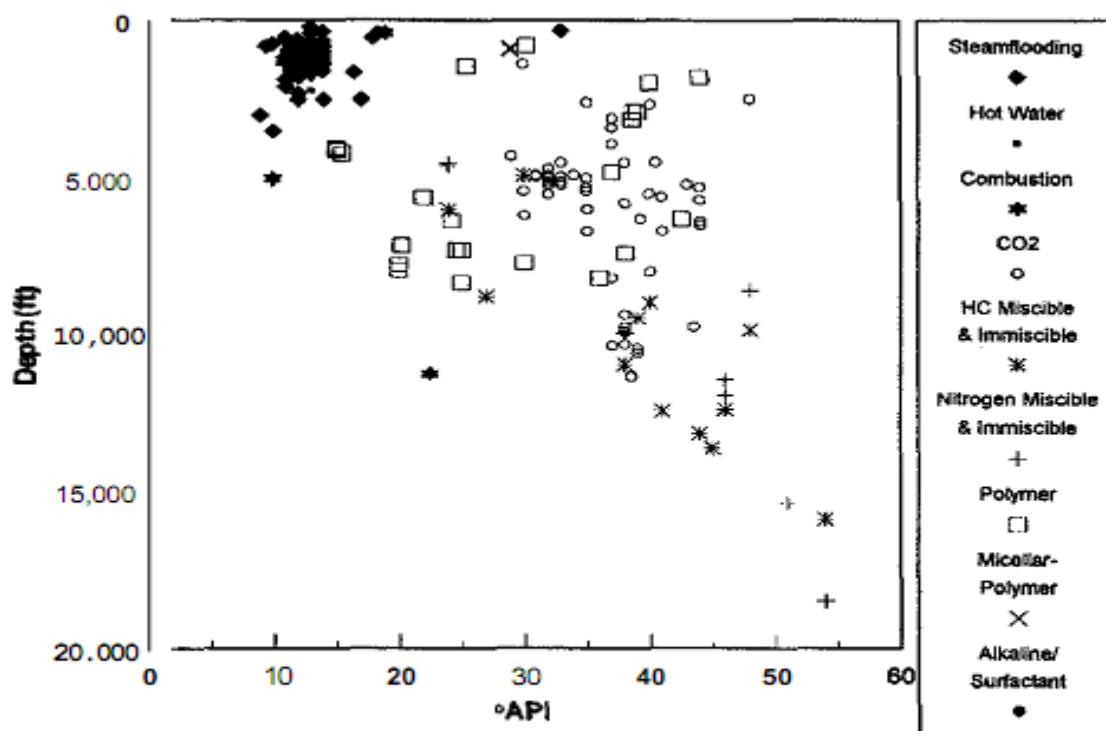


Fig. 3—Depth and oil gravity of producing EOR projects in the U.S. (data from Ref. 25).

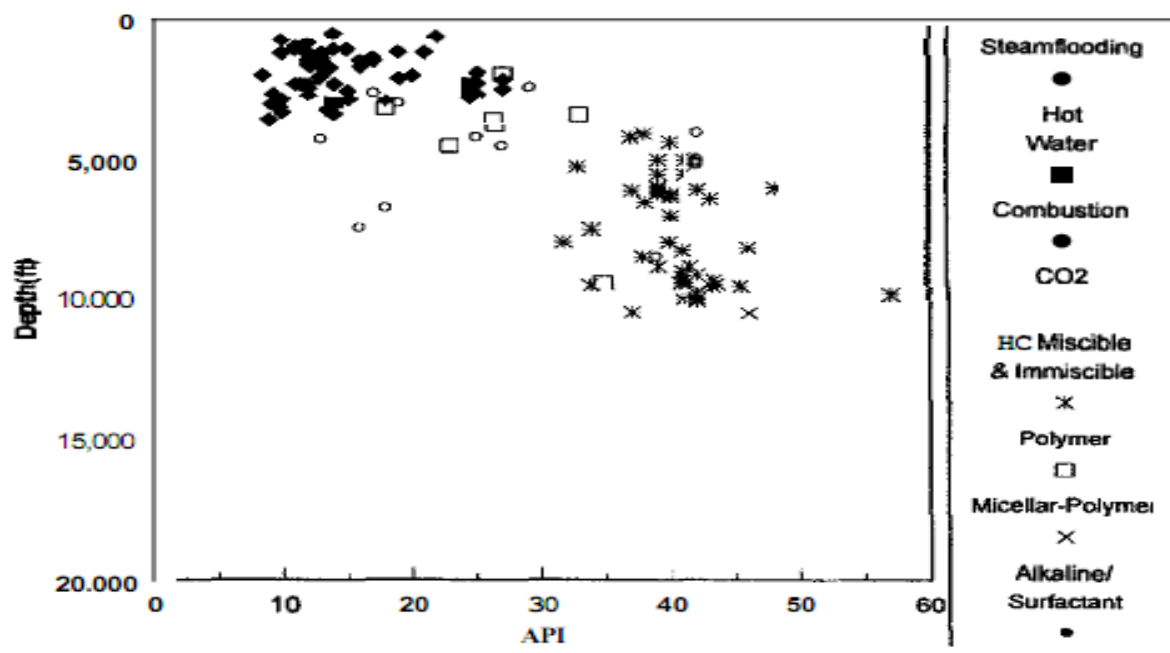


Fig. 4—Depth and oil gravity of producing EOR projects outside the U.S. (data from Ref. 25).

- تزریق بخار برای مخازن نفت سنگین با عمق کم استفاده شده است.
- در کالیفرنیا برای نفت سبک در فشار بالا از تزریق امتزاجی از نیتروژن استفاده شده است
- روش های بر اساس آب برای نفت با گراویتی متوسط مناسب است مانند تزریق مایسل و آلكالی و پلیمر.
- تزریق دی اکسید کربن برای API بین ۳۰ تا ۴۵ و عمق بالاتر از ۲۰۰۰ فوت پیشنهاد می شود.

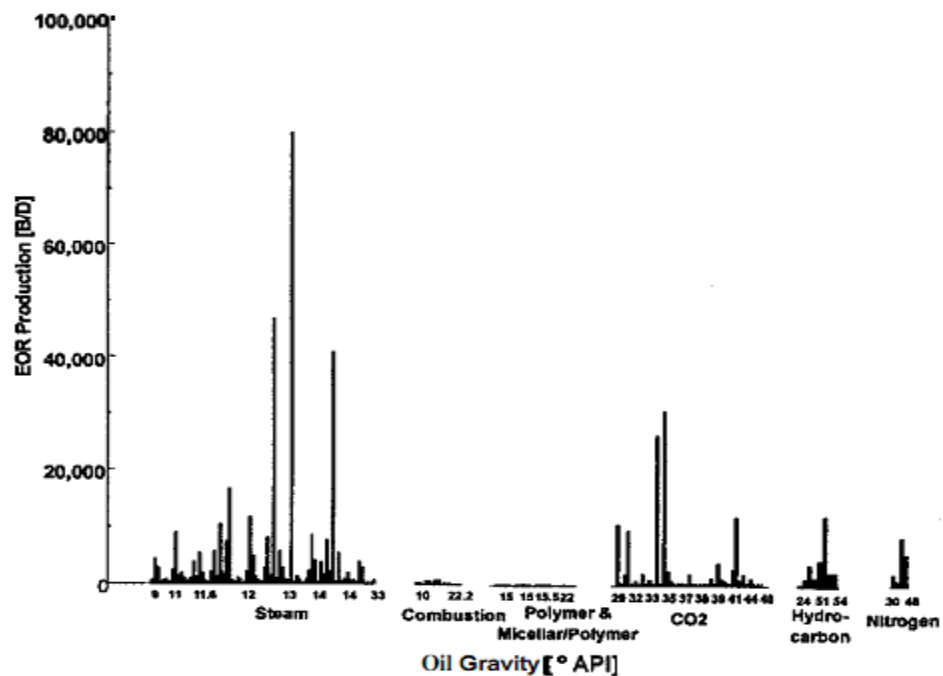


Fig.5—EOR production vs. oil gravity in the U.S. (data from Ref. 24).

- تزریق بخار هم بیشتر استفاده شده و هم مقدار بشکه نفت بیشتری هم تولید کرده است.
- در اندونزی ۲۴۵۰۰۰ بشکه در روز نفت با روش تزریق بخار تولید شده است.

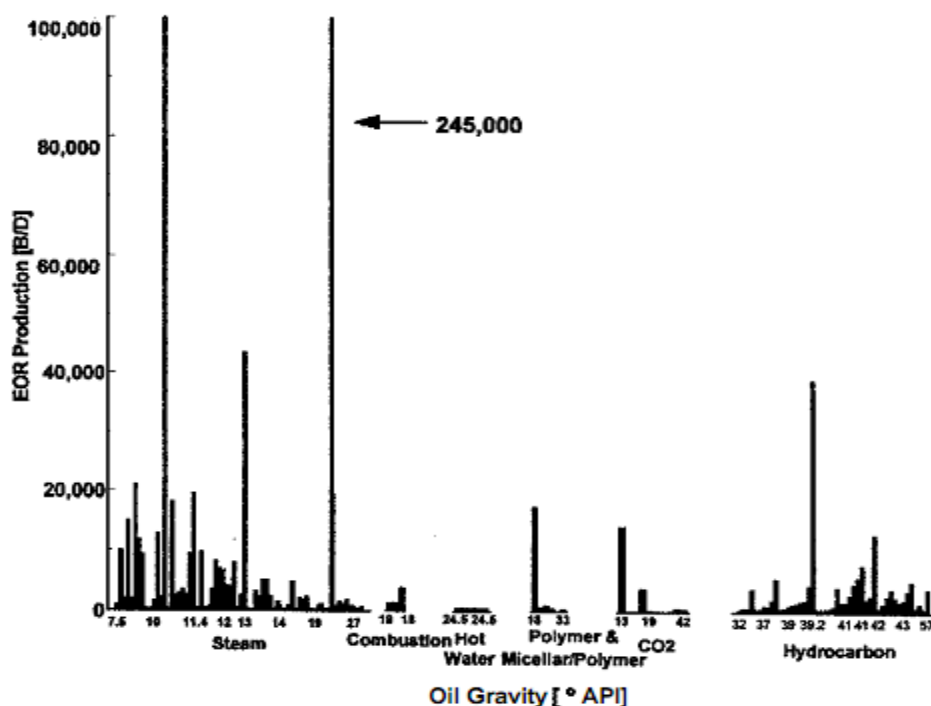


Fig. 6—EOR production vs. oil gravity outside the U.S. (data from Ref. 25).

TABLE 4—ADDITIONAL CONVERSION FACTORS USEFUL FOR READING CO₂-FLOODING LITERATURE

1 bbl = 42 U.S. gallons = 0.159 m ³
1 ft ³ = 0.0283 m ³
1,000 ft ³ (Mscf or Mcf) = 28.3 m ³
Standard conditions in U.S. oil industry (may vary in some states) = 1 atm and 60°F (1.013 bar, 14.7 psia)
CO ₂ density at standard conditions = 0.001868 g/cm ³
or 1.87 kg/m ³ = 0.1166 lbm/ft ³
17,150 ft ³ of CO ₂ at 60°F (1 atm) = (weighs)
1 ton U.S. (2,000 lbm)
1 ton U.S. = 2,000 lbm = 907 kg (1 kg = 2.2 lbm)
1 ton U.S. = 0.907 metric ton or tonne
1 tonne CO ₂ = 18,904 scf at 60°F and 1 atm
1 Gt (gigatonne) = 1 billion metric tons
1 bbl oil (35° API) = 0.16982 ton U.S. = 0.16895 tonne
1 Mscf/bbl = 0.31324 tonne CO ₂ /tonne oil (35° API)
Some factors are rounded for convenience and quick estimates.
Crude oil density typically ranges from 0.8 to 0.95 g/cm ³ or 800 to 950 kg/m ³ .

Conclusions

1. Screening criteria and brief descriptions are presented for the major EOR methods. The criteria are based on oil-displacement mechanisms and the results of **EOR** field projects. The depth, oil gravity, and oil production from hundreds of projects are displayed in graphs to show the wide distribution and relative importance of the methods. Steamflooding continues to be the dominant method, but hydrocarbon injection and CO_2 flooding are increasing.

2. If only oil gravity is considered, the results show that there is a wide choice of effective methods that range from miscible recovery of the lightest oil by nitrogen injection to steamflooding and surface mining for heavy oil and tar sands. However, there **is** often a wide overlap in choices.

3. With low oil prices, there is less chemical flooding of the intermediate-gravity oils that are normally waterflooded. Polymer flooding continues to show promise, especially if projects are started at high oil saturations.

- در مقاله دوم تا بر بیان شده که معیار های غربال گری روش های ازدیاد برداشت مفید هستند تا بتوان قبل از اجرای پروژه روش مناسب را انتخاب کرد و از نظر اقتصادی ارزیابی کرد. آنها موضوع روش ازدیاد برداشت با تزریق CO_2 را با تخمین مقدار CO_2 مورد نیاز در جهان برای اجرای پروژه را بررسی کردند. اگر غربال گری با دو پارامتر عمق مخزن و API نفت بررسی شوند حدود ۸۰ درصد مخازن در جهان می توانند با تزریق CO_2 ازدیاد برداشت داشته باشند.
- از آنجایی که قیمت نفت اثر بیشتری بر پروژه های آینده EOR نسبت به پارامترهای غربال گری دارند در این مقاله بر اساس قیمت نفت، تعداد پروژه های آینده EOR پیش بینی شده اند.

TABLE 1—NITROGEN AND FLUE-GAS FLOODING

Description

Nitrogen and flue gas are oil recovery methods that use these inexpensive nonhydrocarbon gases to displace oil in systems that may be either miscible or immiscible depending on the pressure and oil composition (see Table 3 of Ref. 1 for immiscible criteria). Because of their low cost, large volumes of these gases may be injected. Nitrogen and flue gas are also considered for use as chase gases in hydrocarbon-miscible and CO_2 floods.

Mechanisms

Nitrogen and flue gas flooding recover oil by (1) vaporizing the lighter components of the crude oil and generating miscibility if the pressure is high enough; (2) providing a gas drive where a significant portion of the reservoir volume is filled with low-cost gases, and (3) enhancing gravity drainage in dipping reservoirs (miscible or immiscible).

Technical Screening Guides

	Recommended	Range of Current Projects
Crude Oil		
Gravity, "API	>35	38 to 54 (miscible)
Viscosity, cp	<0.4	0.07 to 0.3
Composition	High percentage of light hydrocarbons	
Reservoir		
Oil saturation, % PV	>40	59 to 80
Type of formation	Sandstone or carbonate with few fractures and high permeability streaks	
Net thickness	Relatively thin unless formation is dipping	
Average permeability	Not critical	
Depth, ft	>6,000	10,000 to 18,500
Temperature, °F	Not critical for screening purposes, even though the deep reservoirs required to accommodate the high pressure will have high temperatures.	

Limitations

Developed miscibility can only be achieved with light oils and at very high pressures; therefore, deep reservoirs are needed. A steeply dipping reservoir is desired to permit gravity stabilization of the displacement, which has an unfavorable mobility ratio. For miscible or immiscible enhanced gravity drainage, a dipping reservoir may be crucial to the success of the project.

Problems

Viscous fingering results in poor vertical and horizontal sweep efficiency. The nonhydrocarbon gases must be separated from the saleable produced gas. Injection of flue gas has caused corrosion problems in the past. At present, nitrogen is being injected into large successful projects that formerly used flue gas.

- روش های تزریق نیتروژن و گازهای حاصل از احتراق به دلیل ارزان بودن برای ازدیاد برداشت استفاده می شوند که بر اساس ترکیب نفت و فشار مخزن می توانند امتزاجی یا غیر امتزاجی باشند. محدوده API پروژه های موجود ۳۸ تا ۵۴ و ویسکوزیته ۰/۰۷ تا ۰/۳ سانتی پویز است. در هر جدول مکانیزم ها و محدودیت ها و مشکلات بیان شده است.

TABLE 2—HYDROCARBON-MISCIBLE FLOODING

Description

hydrocarbon-miscible flooding consists of injecting light hydrocarbons through the reservoir to form a miscible flood. Three different methods have been used. The first-contact miscible method uses about 5% PV slug of liquefied petroleum gas (LPG), such as propane, followed by natural gas or gas in water. A second method, called enriched (condensing) gas drive, consists of injecting a 10 to 20% PV slug of natural gas that is enriched with ethane through hexane (C₆), followed by lean gas (dry, mostly methane) and possibly water. The enriching components are transferred from the gas to the oil. The third and most common method, called high-pressure (vaporizing) gas drive, consists of injecting lean gas at high pressure to vaporize C₂ through C₆ components from the crude oil being displaced. A combination of condensing/vaporizing mechanisms also occurs at many reservoir conditions, even though we usually think that one process is dominant. Immiscible criteria are given in Table 3 of Ref 1.

Mechanisms

hydrocarbon miscible flooding recovers crude oil by (1) generating miscibility (in the condensing and vaporizing gas drive); (2) increasing the oil volume swelling; (3) decreasing the oil viscosity; and (4) immiscible gas displacement, especially enhanced gravity drainage with the right reservoir conditions.

Technical Screening Guides		
	Recommended	Range of Current Projects
Crude Oil		
Gravity, °API	>23	24 to 54 (miscible)
Viscosity, cp	< 3	0.04 to 2.3
Composition	High percentage of light hydrocarbons	
Reservoir		
Oil saturation, % PV	>30	30 to 98
Type of formation	Sandstone or carbonate with a minimum of fractures and high-permeability streaks	
Net thickness	Relatively thin unless formation is dipping	
Average permeability	Not critical if uniform	
Depth, ft	>4,000	4,040 to 15,900
Temperature, °F	Temperature can have a significant effect on the minimum miscibility pressure (MMP); it normally raises the pressure required. However, this is accounted for in the deeper reservoirs that are needed to contain the high pressures for the lean gas drives.	
Limitations		
The minimum depth is set by the pressure needed to maintain the generated miscibility. The required pressure ranges from about 1,200 psi for the LPG process to 4,000 to 5,000 psi for the high-pressure gas drive, depending on the oil. A steeply dipping formation is very desirable to permit some gravity stabilization of the displacement, which normally has an unfavorable mobility ratio.		
Problems		
Viscous fingering results in poor vertical and horizontal sweep efficiency. Large quantities of valuable hydrocarbons are required. Solvent may be trapped and not recovered in the LPG method.		

- در روش تزریق امتزاجی هیدروکربن ها به دنبال ایجاد امتزاج هستند. در روش امتزاج تک تماسی به اندازه ۵٪ از PV توسط LPG و سپس گاز طبیعی یا آب تزریق می شود. در روشی دیگر به اندازه ۱۰ تا ۲۰ درصد PV گاز طبیعی غنی از اتان تا هگزان و به دنبال آن تزریق متان و بعد آب تزریق می شود. در روش سوم گاز متان یا گاز طبیعی در فشار بالا تزریق می شود تا اتان تا هگزان در نفت خام را تبخیر شود. معمولاً ترکیبی از امتزاج تبخیری و میعانی رخ می دهد. محدوده API پروژه های موجود ۲۴ تا ۵۴ و ویسکوزیته ۰/۰۴ تا ۲/۳ سانتی پویز است. در هر جدول مکانیزم ها و محدودیت ها و مشکلات بیان شده است.

TABLE 3—CO ₂ FLOODING		
Description		
CO ₂ flooding is carried out by injecting large quantities of CO ₂ (30% or more of the hydrocarbon PV) into the reservoir. Although CO ₂ is not first-contact miscible with the crude oil, the CO ₂ extracts the light-to-intermediate components from the oil and, if the pressure is high enough, develops miscibility to displace the crude oil from the reservoir (MMP). Immiscible displacements are less effective, but they recover oil better than waterflooding (see below and Table 3 of Ref. 1 for immiscible criteria).		
Mechanisms		
CO ₂ recovers crude oil by (1) swelling the crude oil (CO ₂ is very soluble in high-gravity oils); (2) lowering the viscosity of the oil (much more effectively than N ₂ or CH ₄); (3) lowering the interfacial tension between the oil and the CO ₂ /oil phase in the near-miscible regions; and (4) generation of miscibility when pressure is high enough (see below).		
Technical Screening Guides		
	Recommended	Range of Current Projects
Crude Oil		
Gravity, °API	>22	27 to 44
Viscosity, cp	<10	0.3 to 6
Composition	High percentage of intermediate hydrocarbons (especially C ₅ to C ₁₂)	
Reservoir		
Oil saturation, % PV	>20	15 to 70
Type of formation	Sandstone or carbonate and relatively thin unless dipping.	
Average permeability	Not critical if sufficient injection rates can be maintained.	
Depth and temperature	For miscible displacement, depth must be great enough to allow injection pressures greater than the MMP, which increases with temperature (see Fig. 7 of Ref. 1) and for heavier oils. Recommended depths for CO ₂ floods of typical Permian Basin oils follow.	
	Oil Gravity, °API	Depth must be greater than (ft)
For CO ₂ -miscible flooding	>40	2,500
	32 to 39.9	2,800
	28 to 31.9	3,300
	22 to 27.9	4,000
	<22	Fails miscible, screen for immiscible*
For immiscible CO ₂ flooding (lower oil recovery)	13 to 21.9	1,800
	<13	All oil reservoirs fail at any depth
At <1,800 ft, all reservoirs fail screening criteria for either miscible or immiscible flooding with supercritical CO ₂ .		
Limitations		
A good source of low-cost CO ₂ is required.		
Problems		
Corrosion can cause problems, especially if there is early breakthrough of CO ₂ in producing wells.		
*All reservoirs with oils with gravities greater than 22° API can qualify for some immiscible displacement at pressures less than the MMP. In general, the reduced oil recovery will be proportional to the difference between the MMP and flooding pressure achieved. (These arbitrary criteria have been selected to provide a safety margin of approximately 500 feet above typical reservoir fracture depth for the required miscibility (MMP) pressures, and about 300 psi above the CO ₂ critical pressure for the immiscible floods at the shallow depths. Reservoir temperature is included and assumed from depth. See Fig. 7 of Ref. 1 and text for the depth/temperature/MMP relationship.)		

- در روش تزریق CO₂ حدود ۳۰٪ PV گاز CO₂ تزریق می شود. اگرچه در این روش امتزاج تک تماسی رخ نمی دهد اما CO₂ هیدروکربن های سبک تا میانی نفت را استخراج می کند. اگر فشار از فشار MMP مخزن بیشتر باشد انگاه نفت به شرایط امتزاجی رسیده و تولید نفت بیشتر می شود. راندمان این روش از تزریق آب بیشتر است. محدوده API پروژه های موجود ۲۷ تا ۴۴ و ویسکوزیته ۳/۰ تا ۶ سانتی پویز است. در هر جدول مکانیزم ها و محدودیت ها و مشکلات بیان شده است.

TABLE 4—MICELLAR/POLYMER, ASP, AND ALKALINE FLOODING

Description	
Classic micellar/polymer flooding consists of injecting a slug that contains water, surfactant, polymer, electrolyte (salt), sometimes a cosolvent (alcohol), and possibly a hydrocarbon (oil). The size of the slug is often 5 to 15% PV for a high-surfactant-concentration system and 15 to 50% PV for low concentrations. The surfactant slug is followed by polymer-thickened water. The polymer concentration often ranges from 500 to 2,000 mg/L, and the volume of polymer solution injected may be 50% PV or more. ASP flooding is similar except that much of the surfactant is replaced by low-cost alkali so the slugs can be much larger but overall cost is lower and polymer is usually incorporated in the larger, dilute slug. For alkaline flooding much of the injection water was treated with low concentrations of the alkaline agent and the surfactants were generated in situ by interaction with oil and rock. At this time (May 1997) we are not aware of any active alkali-only floods.	
Mechanisms	
All surfactant and alkaline flooding methods recover oil by: (1) lowering the interfacial tension between oil and water; (2) solubilization of oil in some micellar systems; (3) emulsification of oil and water, especially in the alkaline methods; (4) wettability alteration (in the alkaline methods); and (5) mobility enhancement.	
Technical Screening Guides	
	Recommended
Crude Oil	
Gravity, °API	>20
Viscosity, cp	<35
Composition	Light intermediates are desirable for micellar/polymer. Organic acids needed to achieve lower interfacial tensions with alkaline methods.
Reservoir	
Oil saturation, % PV	>35
Type of formation	Sandstones preferred
Net thickness	Not critical
Average permeability, md	>10
Depth, ft	<about 9,000 ft (see Temperature)
Temperature, °F	<200
Limitations	
An areal sweep of more than 50% on waterflood is desired. Relatively homogeneous formation is preferred. High amounts of anhydrite, gypsum, or clays are undesirable. Available systems provide optimum behavior over a narrow set of conditions. With commercially available surfactants, formation-water chlorides should be <20,000 ppm and divalent ions (Ca^{++} and Mg^{++}) <500 ppm.	
Problems	
Complex and expensive systems. Possibility of chromatographic separation of chemicals in reservoir. High adsorption of surfactant. Interactions between surfactant and polymer. Degradeation of chemicals at high temperature.	

TABLE 5—POLYMER FLOODING

Description

The objective of polymer flooding is to provide better displacement and volumetric sweep efficiencies during a waterflood. In polymer flooding, certain high-molecular-weight polymers (typically polyacrylamide or xanthan) are dissolved in the injection water to decrease water mobility. Polymer concentrations from 250 to 2,000 mg/L are used; properly sized treatments may require 25 to 60% reservoir PV.

Mechanisms

Polymers improve recovery by (1) increasing the viscosity of water; (2) decreasing the mobility of water; and (3) contacting a larger volume of the reservoir.

Technical Screening Guides¹

	Wide-Range Recommendation	Range of Current Field Projects
Crude Oil		
Gravity, °API	>15	14 to 43
Viscosity, cp	<150 (preferably <100 and >10)	1 to 80
Composition	Not critical	
Reservoir		
Oil saturation, % PV	>50	50 to 92
Type of formation	Sandstones preferred but can be used in carbonates	
Net thickness	Not critical	
Average permeability, md	>10 md**	10 to 15,000
Depth, ft	<9,000 (see Temperature)	1,300 to 9,600
Temperature, °F	<200 to minimize degradation	80 to 185

Properties of Polymer-Flood Field Projects

Property	1980's median (171 projects)	Marmul	Oerrel	Courtenay	Daqing
Oil/water viscosity ratio at reservoir temperature	9.4	114	39	50	15
Reservoir temperature, °F	120	115	136	86	113
Permeability, md	75	15,000	2,000	2,000	870
% OOIP present at startup	76	≈ 92	81.5	78	71
WOR at startup	3	1	4	8	10
HPAM concentration, ppm	460	1,000	1,500	900	1,000
lbm polymer/acre-ft	25	373	162	520	271
Projected IOR, % OOIP	4.9	25***	-13	30	11
Projected bbl oil/lbm polymer	1.1	1.2	≈ 1.4	0.96	0.57
Projected bbl oil/acre-ft	27	461	≈ 230	499	155

Limitations/Problems

TABLE 6—IN-SITU COMBUSTION		
Description In-situ combustion or fireflooding involves starting a fire in the reservoir and injecting air to sustain the burning of some of the crude oil. The most common technique is forward combustion in which the reservoir is ignited in an injection well, and air is injected to propagate the combustion front away from the well. One of the variations of this technique is a combination of forward combustion and waterflooding (COFCAW). A second technique is reverse combustion in which a fire is started in a well that will eventually become a producing well, and air injection is then switched to adjacent wells; however, no successful field trials have been completed for reverse combustion.		
Mechanisms In-situ combustion recovers crude oil by (1) the application of heat which is transferred downstream by conduction and convection, thus lowering the viscosity of the oil; (2) the products of steam distillation and thermal cracking that are carried forward to mix with and upgrade the crude; (3) burning coke that is produced from the heavy ends of the oil; and (4) the pressure supplied to the reservoir by injected air.		
Technical Screening Guides		
	Recommended	Range of Current Projects
Crude Oil		
Gravity, °API	10 to 27	10 to 40
Viscosity, cp	<5,000	6 to 5,000
Composition	Some asphaltic components to aid coke deposition	
Reservoir		
Oil saturation, % PV	>50	62 to 94
Type of formation	Sand or sandstone with high porosity	
Net thickness, ft	>10	
Average permeability, md	>50	85 to 4,000
Depth, ft	<11,500	400 to 11,300
Temperature, °F	>100	100 to 22
Limitations If sufficient coke is not deposited from the oil being burned, the combustion process will not be sustained; this prevents the application for high-gravity paraffinic oils. If excessive coke is deposited, the rate of advance of the combustion zone will be slow and the quantity of air required to sustain combustion will be high. Oil saturation and porosity must be high to minimize heat loss to rock. Process tends to sweep through upper part of reservoir so that sweep efficiency is poor in thick formations.		
Problems Adverse mobility ratio. Early breakthrough of the combustion front (and, O ₂ -containing gas mixtures). Complex process that requires large capital investment and is difficult to control. Produced flue gases can present environmental problems. Operational problems, such as severe corrosion caused by low-pH hot water, serious oil/water emulsions, increased sand production, deposition of carbon or wax, and pipe failures in the producing wells as a result of the very high temperatures.		

TABLE 7—STEAMFLOODING		
Description The steam drive process or steamflooding involves continuous injection of about 80% quality steam to displace crude oil toward producing wells. Normal practice is to precede and accompany the steam drive by a cyclic steam stimulation of the producing wells (called huff 'n' puff).		
Mechanisms Steam recovers crude oil by (1) heating the crude oil and reducing its viscosity; (2) supplying the pressure to drive oil to the producing well; and (3) steam distillation, especially in light crude oils.		
Technical Screening Guides		
	Recommended	Range of Current Projects
Crude Oil		
Gravity, °API	8 to 25	8 to 27
Viscosity, cp	<100,000	10 to 137,000
Composition	Not critical but some light ends for steam distillation will help	
Reservoir		
Oil saturation, % PV	>40	35 to 90
Type of formation	Sand or sandstone with high porosity and permeability preferred	
Net thickness, ft	>20	
Average permeability, md	>200 md (see Transmissibility)	63 to 10,000
Transmissibility, md-ft/cp	>50	
Depth, ft	<5,000	150 to 4,500
Temperature, °F	Not critical	60 to 280
Limitations Oil saturations must be quite high, and the pay zone should be more than 20 ft thick to minimize heat losses to adjacent formations. Lighter, less-viscous crude oils can be steamflooded but normally will not be if the reservoir responds to an ordinary waterflood. Steamflooding is primarily applicable to viscous oils in massive, high-permeability sandstones or unconsolidated sands. Because of excess heat losses in the wellbore, steamflooded reservoirs should be as shallow as possible as long as pressure for sufficient injection rates can be maintained. Steamflooding is not normally used in carbonate reservoirs. Because about one-third of the additional oil recovered is consumed to generate the required steam, the cost per incremental barrel of oil is high. A low percentage of water-sensitive clays is desired for good injectivity.		

TABLE 9—PROFITABILITY OF EOR PROJECTS IN THE U.S.				
Method	Percent Reported as Profitable			
	1982	1988	1990	1994
Steam	86	95	96	96
Combustion	65	78	88	80
Hot water	—	89	78	100
CO ₂	21	66	81	81
Hydrocarbon	50	100	100	100
Nitrogen	100	100	100	100
Flue gas	100	100	100	—
Polymer	72	92	86	100
Micellar/Polymer	0	0	0	0
Alkaline or alkaline/surfactant	40	100	*	100
*One success. Table updated from Refs. 4 and 11.				

جدول ۹ درصد پروژه های سود ده در سال های مختلف در پروژه های ازدیاد برداشت در امریکا را نشان می دهد. درصد پروژه های سود ده تزریق CO₂ افزایش یافته است از ۲۱ تا ۸۱ درصد.

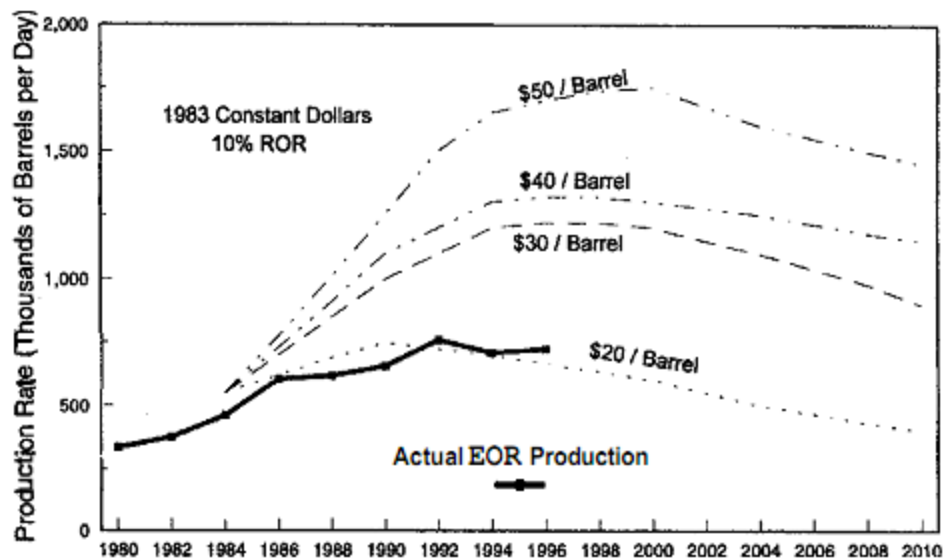


Fig.2-Sensitivity of U.S. EOR production to the crude price predicted in 1984 NPC report (extended from Ref. 3, data from Refs. 10 through 12.)

- شکل بالا حساسیت تولید نفت با روش های ازدیاد برداشت در ایالت متحده بر اساس پیش بینی که در سال ۱۹۸۴ برای قیمت نفت داشته اند یعنی ۲۰، ۳۰، ۴۰ و ۵۰ دلار بر حسب میلیون بشکه در روز را ارائه داده است که خط تو پر مقدار تولید نفت محقق شده و واقعی تا سال ۱۹۹۶ است.
- شکل اهمیت پیش بینی در مهندسی و اعتبارسنجی پیش بینی را نشان می دهد. مقدار تولید به ۷۰۰ هزار بشکه در روز رسیده است.

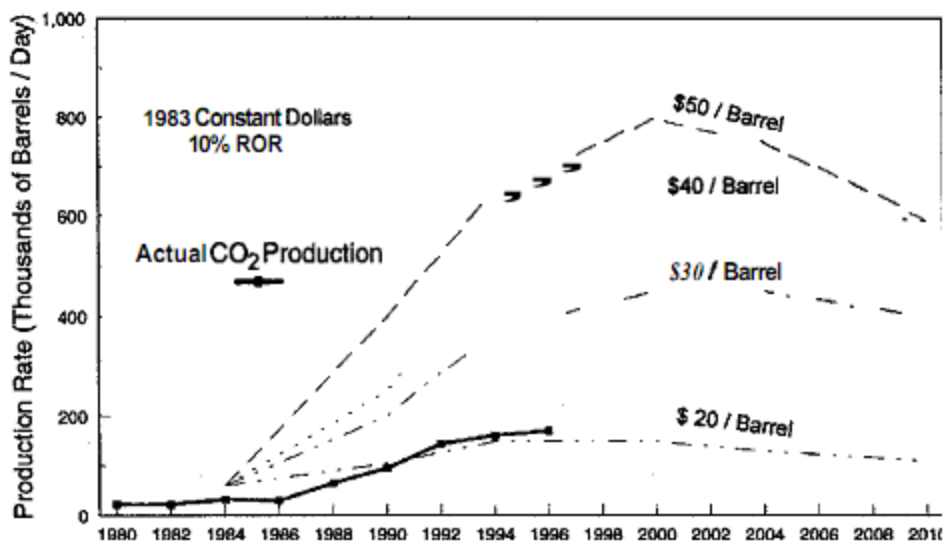


Fig. 3—Sensitivity of U.S. CO₂ production to crude oil price predicted by 1984 NPC report (extended from Ref. 3, data from Refs. 10 through 12).

- شکل بالا حساسیت تولید نفت با روش ازدیاد برداشت تزریق CO₂ در ایالت متحده بر اساس پیش بینی که در سال ۱۹۸۴ برای قیمت نفت داشته اند یعنی ۲۰، ۳۰، ۴۰ و ۵۰ دلار بر حسب میلیون بشکه در روز را ارائه داده است که خط تو پر مقدار تولید نفت محقق شده و واقعی تا سال ۱۹۹۶ است.
- شکل اهمیت پیش بینی در مهندسی و اعتبارسنجی پیش بینی را نشان می دهد. مقدار تولید حدود ۱۸۰ هزار بشکه در روز رسیده است.

۱- دسته‌بندی کلی و تشریح روش‌های ازدیاد برداشت نفت

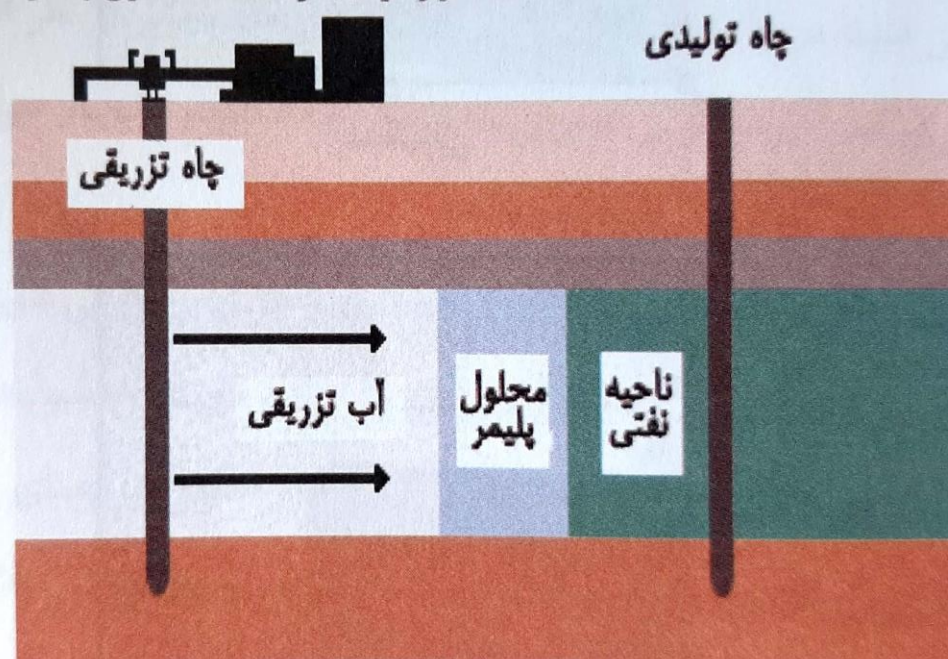
فرآیندهای ازدیاد برداشت نفت را می‌توان به چهار عنوان تقسیم کرد:

۱- روش‌های شیمیایی؛

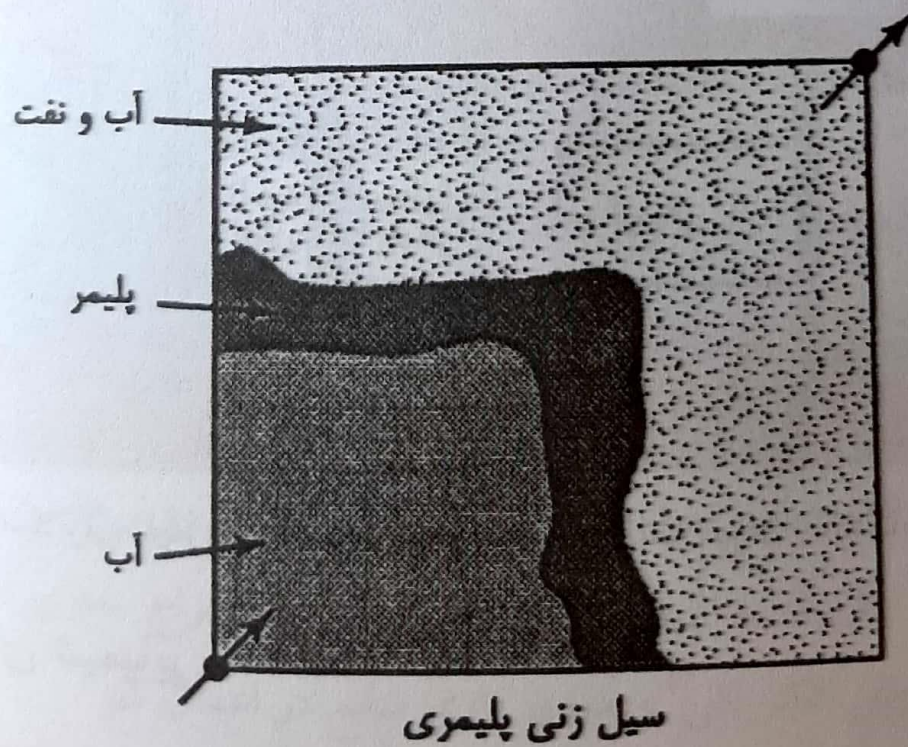
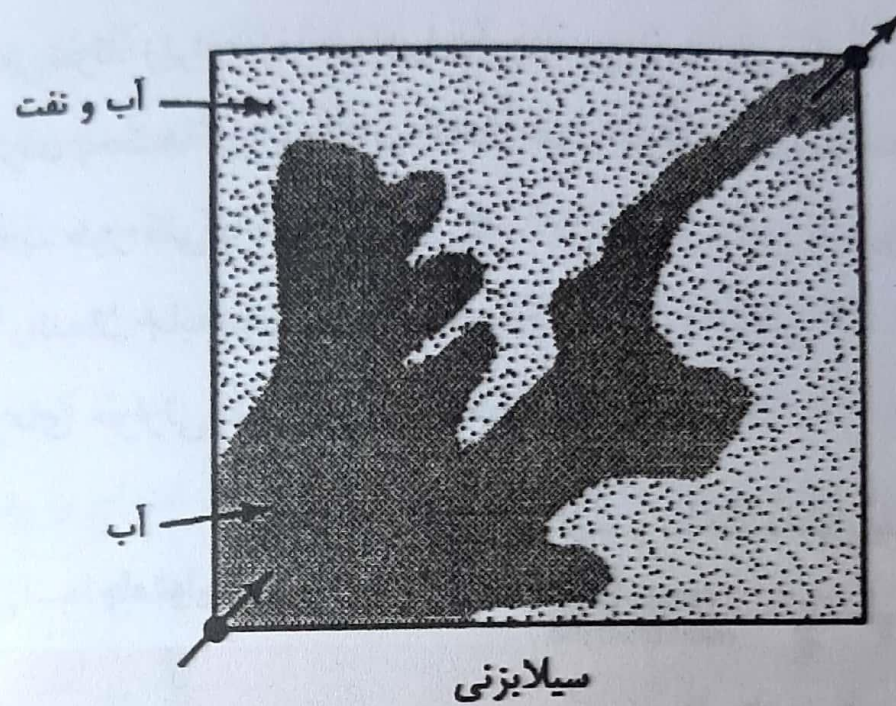
۲- روش‌های تزریق گاز امتزاجی و غیرامتزاجی؛

۳- روش‌های حرارتی؛

ابزار ترکیب و ساخت محلول پلیمری

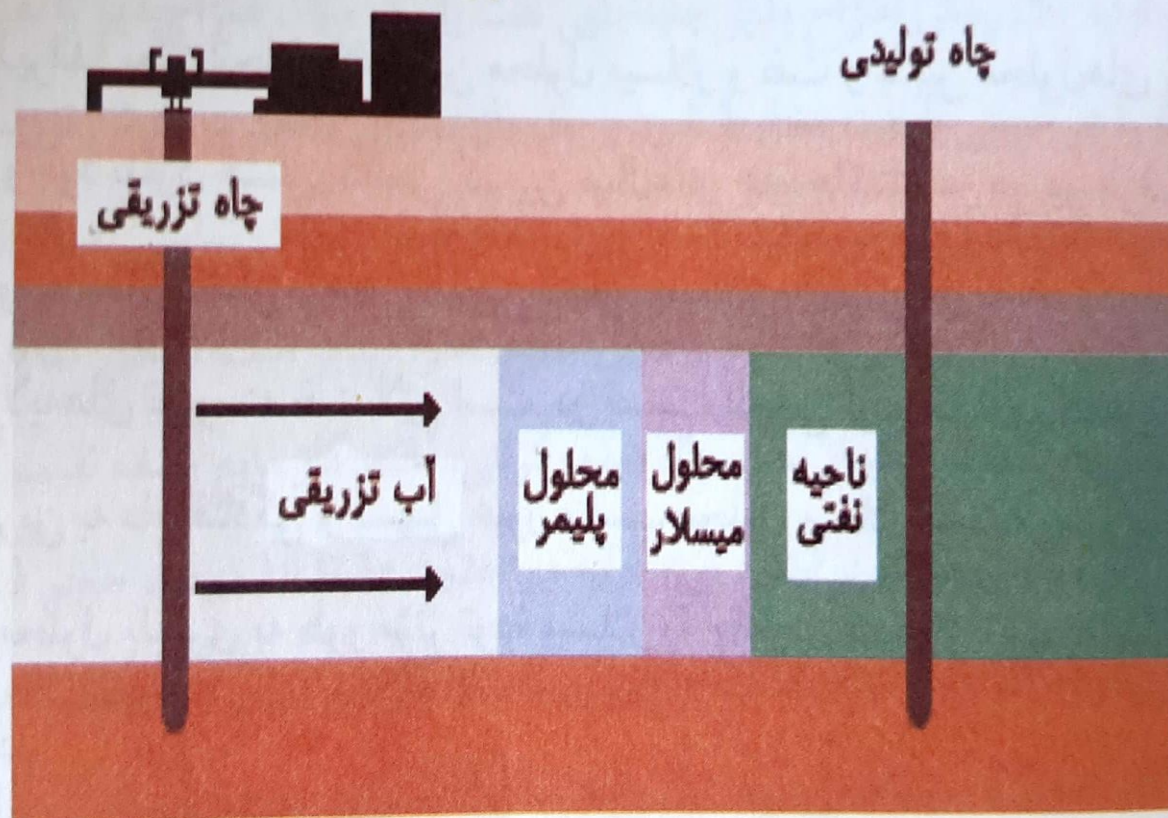


شکل ۱-۵: سیلابزنی پلیمری (داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)



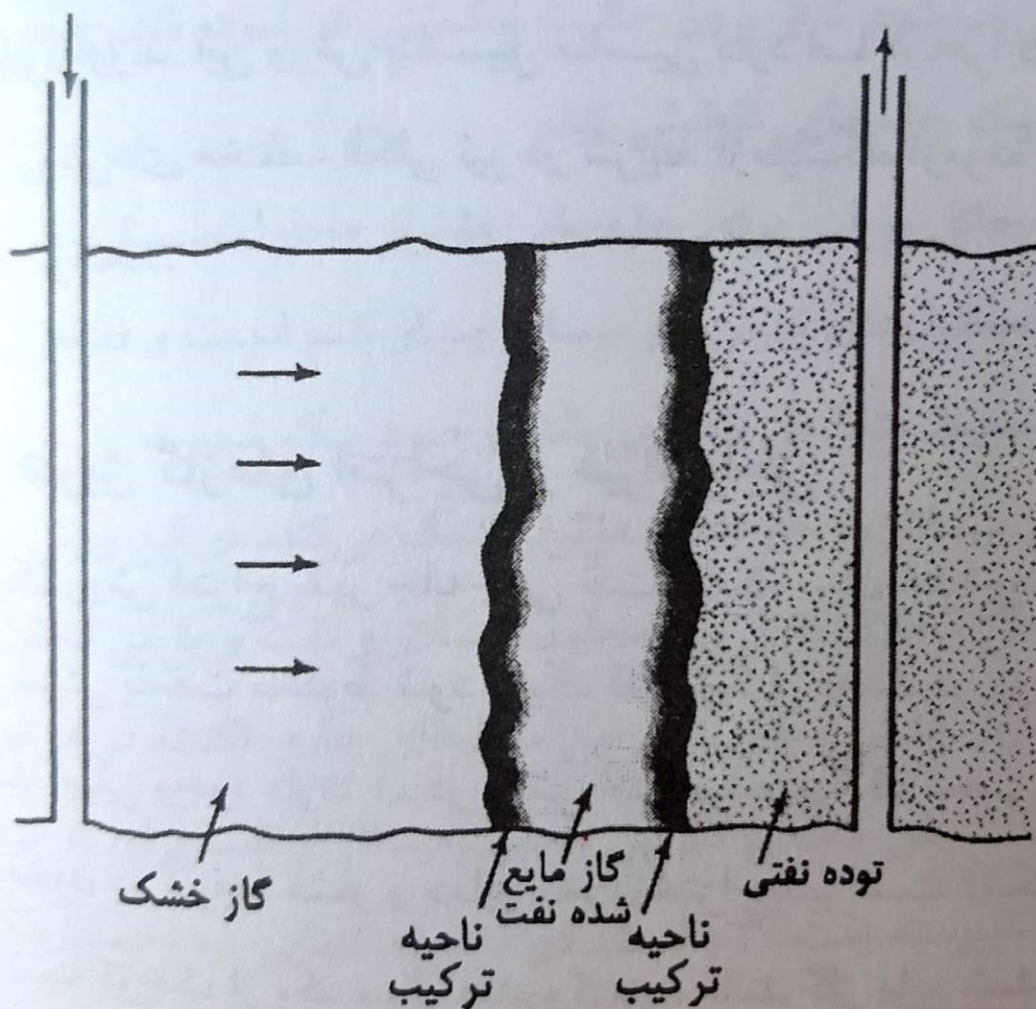
شکل ۱-۶- بهبود راندمان جابه‌جایی ماکروسکوپی با سیلابزنی پلیمری
(داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)

ابزار ترکیب و ساخت محلول میسلار

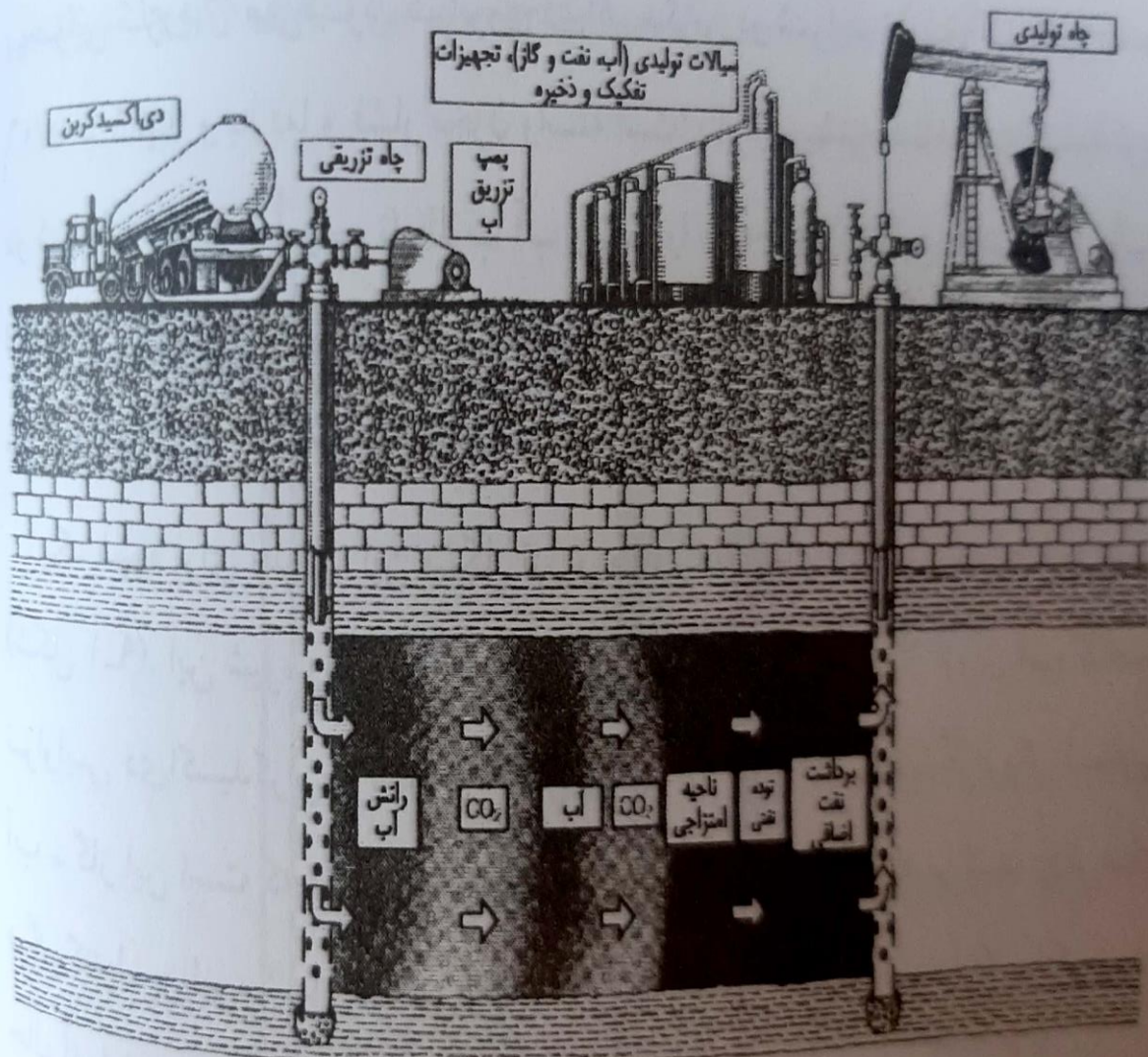


شکل ۱-۷: فرآیند مواد فعال در سطح و پلیمری

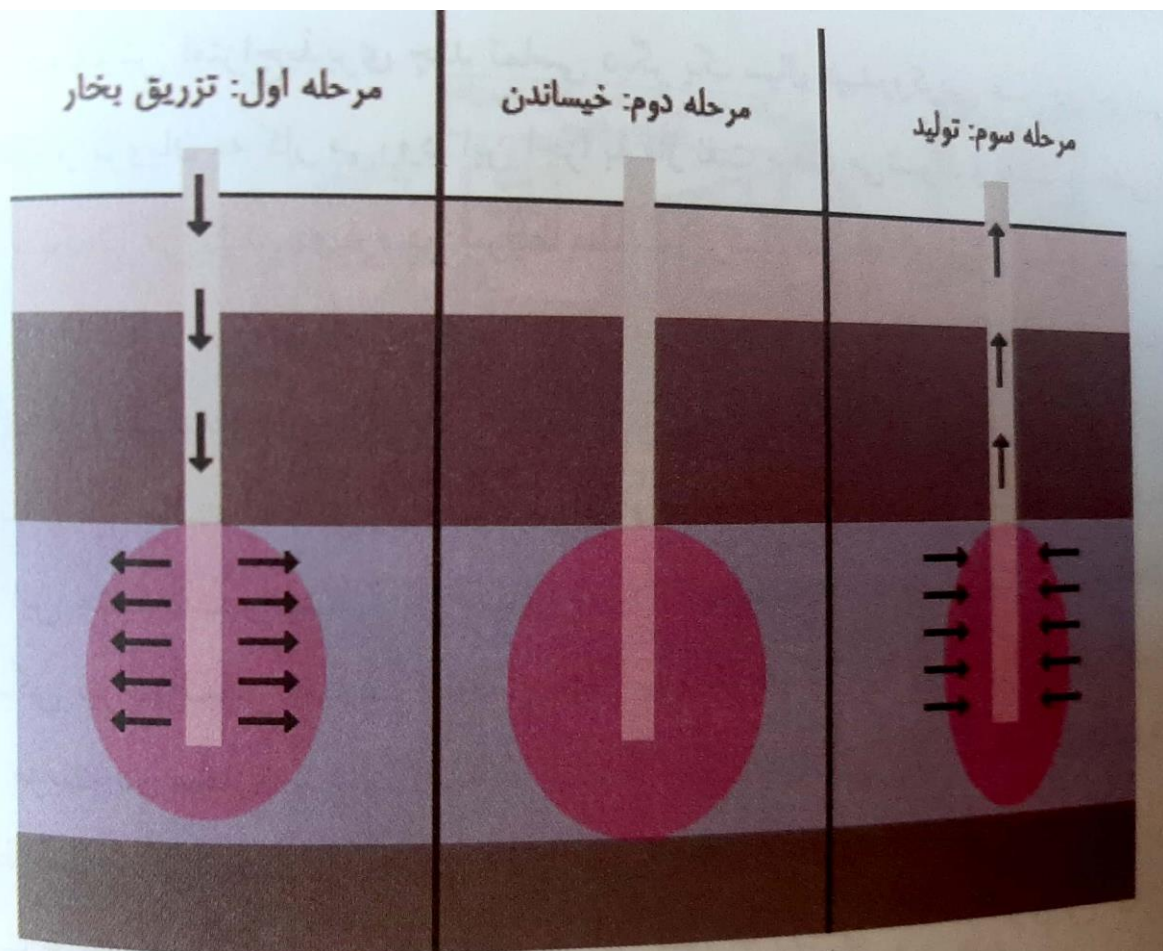
(داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)



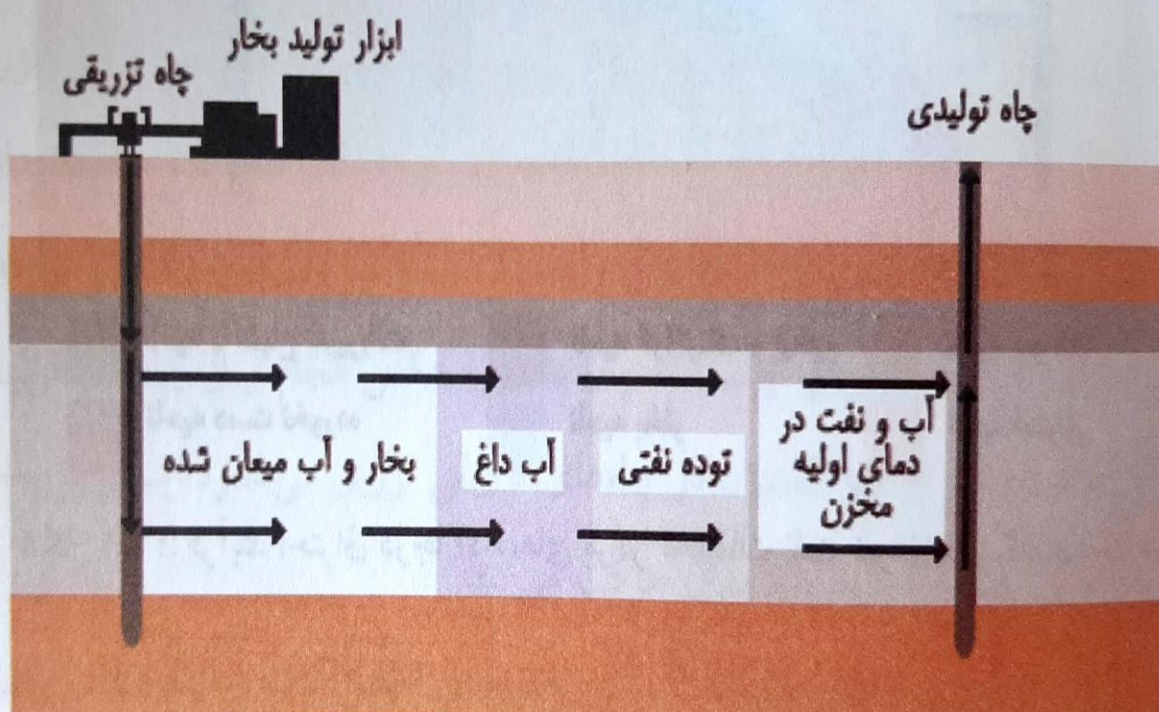
شکل ۱-۸: فرآیند امتزاج پذیری تک تماسی با گاز مایع شده نفت و گاز خشک
(داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)



شکل ۹-۱: روش تناوبی آب - گاز (داده‌های مرکز U.S. DOE)



شکل ۱-۱۰: فرآیند تزریق تناوبی بخار
(داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)

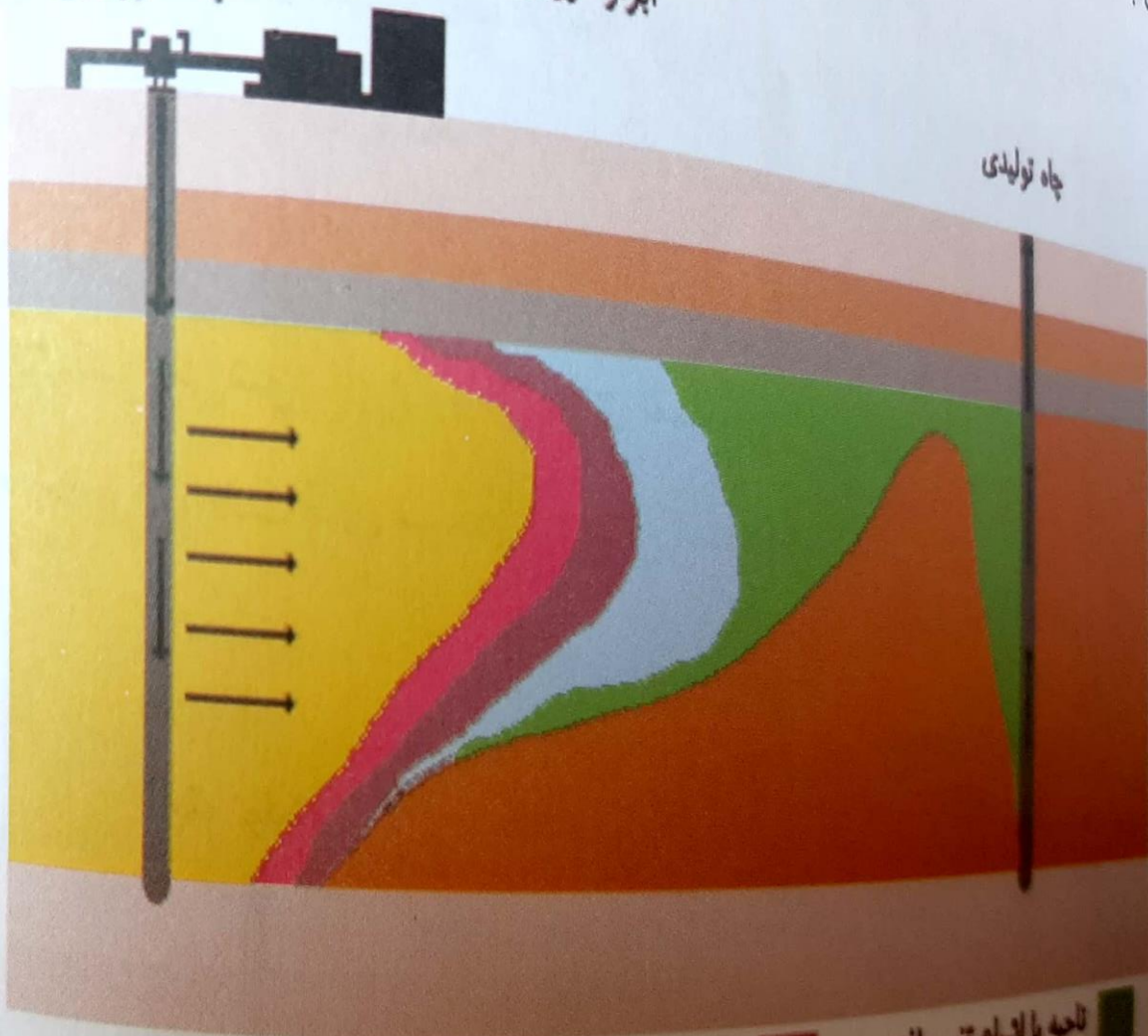


شکل ۱-۱۱: فرآیند سیل زنی با بخار (داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)

ابزار تزریق هوا یا اکسیژن چاه تزریقی

دماهای بالا و نشست آلودگی

چاه تولیدی



ناحیه سوخته

ناحیه کراکینگ و تبخیر

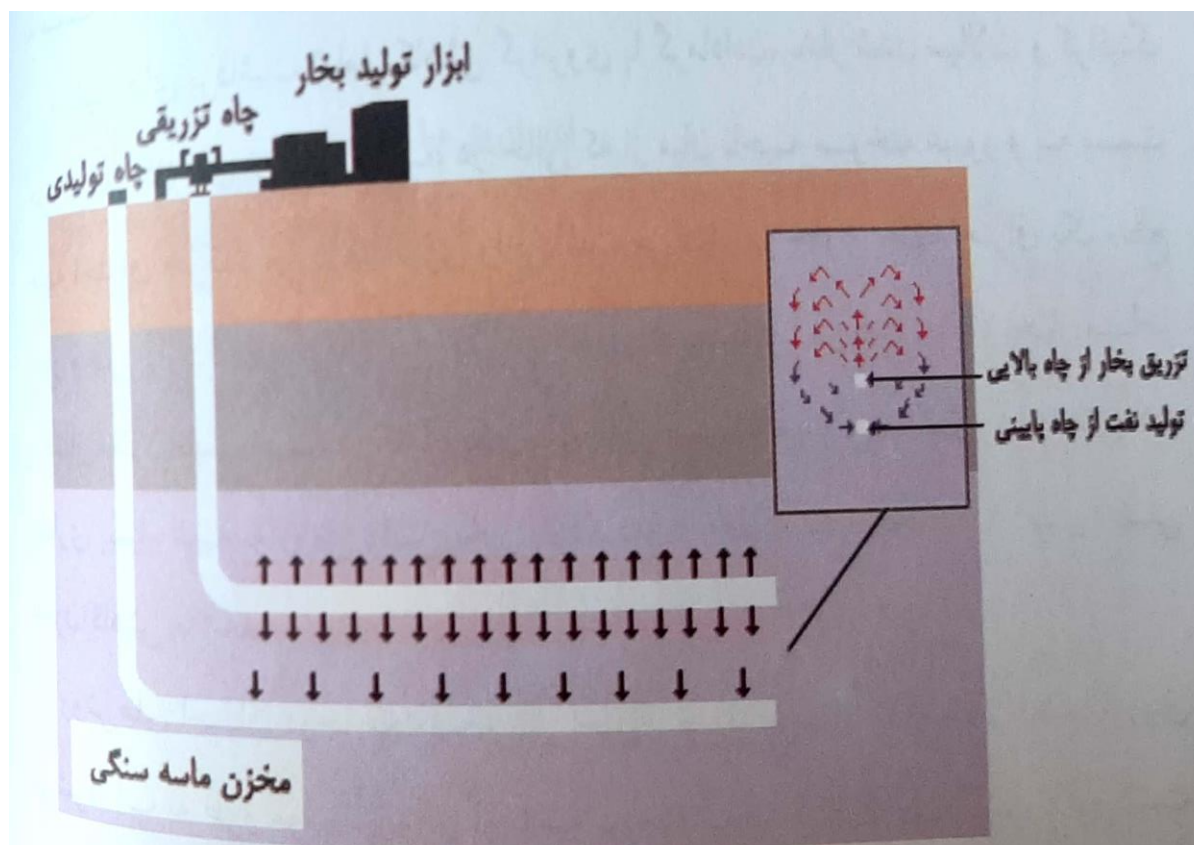
ناحیه با اشباع تغییر یافته

ناحیه احتراق

ناحیه بخار

ناحیه دست نخورده

شکل ۱۲-۱: فرآیند احتراق درجا (داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)



شکل ۱-۱۳: نمودار مفهومی تزریق بخار همراه با ریزش ثقلی
(داده‌های مرکز تحقیقات نفت تهران؛ دانشگاه صنعت نفت)

