

# یک مدل نوآورانه موازنه مواد یک بعدی برای مخازن کربناته شکاف‌دار طبیعی زیر اشباع با معرفی شاخص رانش آشام آب

رحیم نظری‌نیا<sup>۱</sup>، محمدرضا رسایی<sup>۱\*</sup> و نگین رحمتی<sup>۲</sup>

۱- موسسه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، پردیس فنی، دانشگاه تهران، تهران، ایران

۲- پتروپارس شرکت نفت و گاز ایران، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۷/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۱۱/۱۰

## چکیده

روش موازنه مواد (MB) عمدتاً برای تعیین حجم اولیه نفت و گاز در یک مخزن، تخمین شاخص‌های رانش تولید استفاده می‌شود، و عملکرد مخزن را تحت سناریوهای مختلف تولید پیش‌بینی می‌کند. مکانیزم‌های تولید اضافی مانند ریزش ثقلی و آشام آب می‌توانند مکانیزم‌های تولید غالب در مخازن شکاف‌دار نفتی باشند که در تکنیک موازنه مواد معمولی در نظر گرفته نمی‌شوند. هدف این مطالعه توسعه روش متداول موازنه مواد به روش یک بعدی با در نظر گرفتن مکانیزم آشام آب به عنوان یک مکانیزم تولید موثر در مخازن کربناته شکاف‌دار طبیعی زیر اشباع (تک فاز) با آبخوان فعال است. روش توسعه یافته علاوه بر داده‌های روش موازنه مواد معمولی نیاز به داده‌های مشاهده‌ای سطح تماس آب - نفت و حجم سنگ و سیال دارد. محاسبه سطح تماس آب - نفت و همچنین محاسبه کمی شاخص رانش آشام آب دو مزیت اصلی مدل موازنه مواد ارائه شده در این مقاله نسبت به مدل‌های پیشین است. محدودیت اصلی این مدل این است که فقط قابل استفاده برای سیستم تک فاز است. یک کد فرترن بر اساس روش جدید موازنه مواد یک بعدی توسعه داده شد خروجی این کد سطح تماس آب - نفت، فشار میانگین مخزن و شاخص‌های رانش تولید است. این کد با موفقیت بر روی یک مخزن واقعی اعمال شد. نتایج مدل توسعه یافته با مقایسه با نتایج شبیه‌سازی عددی برای میدان KHZ\_A اعتبارسنجی شد. ضریب تعیین ( $R^2$ ) برای داده‌های فشار متوسط مخزن برابر با ۰/۹۸۷ و برای داده‌های سطح تماس آب - نفت برابر با ۰/۹۷ به دست آمد که نشان‌دهنده تطابق بسیار خوب بین نتایج مدل موازنه مواد و شبیه ساز مخزن است. همچنین با توجه به نمودار انرژی در پایان دوره پیش‌بینی مشخص شد بیش از ۶۰٪ از انرژی مخزن برای تولید نفت توسط مکانیزم رانش آشام آب تامین می‌شود.

**کلمات کلیدی:** سیستم‌های تخلخل دوگانه، شاخص رانش آشام، موازنه مواد یک بعدی، مخازن شکاف‌دار، مکانیزم ریزش ثقلی

\*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: mrasaei@ut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2025.5558.3465)

## مقدمه

مخازن کربناته بخش قابل توجهی از ذخایر هیدروکربنی جهان را در اختیار دارند [۱]. در خاورمیانه، اکثریت مخازن، مخازن کربناته شکافدار طبیعی (NFRs) هستند، که مدیریت و بهره‌برداری از آنها را برای مهندسين نفت به یک وظیفه چالش برانگیز تبدیل می‌کند [۱]. گاز و نفت را می‌توان با استفاده از انرژی ذاتی یک مخزن به سمت چاه منتقل کرد. این منابع انرژی زمانی که در این راه مورد استفاده قرار گیرند به عنوان روش‌های رانش شناخته می‌شوند. اگر مکانیزم‌های رانش در یک مخزن زودتر شناسایی و مشخص شود، ممکن است باز یافت نهایی بالاتری امکان‌پذیر باشد [۲].

مدل‌سازی NFRها براساس مفهوم تخلخل دوگانه است. در این روش، خواصی مانند تخلخل، تراوایی، حجم منفذ و فشار موینگی برای محیط‌های ماتریس و شکاف تعریف و تخصیص داده می‌شوند [۳]. در NFRها بیشتر حجم منافذ در قسمت ماتریس قرار دارند که معمولاً تراوایی کمی دارد. از طرف دیگر، شکاف در NFRها دارای تراوایی بالا اما حجم منافذ کم است. در نتیجه، در NFRها، ماتریس به عنوان منبع یا مخزن سیالات عمل می‌کند و شکاف راه ارتباطی بین ماتریس و چاه است [۴]. متداول‌ترین رویکرد برای مدل‌سازی تبادل سیال بین ماتریس و شکاف، تابع انتقال وارن و روت است که براساس یک مدل مکعب ایده‌آل از سنگ متخلخل شکافدار توسعه داده شده است [۵]. این روش تابع انتقال را با استفاده از نیروهای موینگی، گرانشی و ویسکوزیته بر اساس شکل بلوک ماتریس و خواص سنگ و سیال محاسبه می‌کند. شبیه‌سازهای تجاری مخزن تمام این ویژگی‌ها و نیروهای رانش را هنگام مطالعه NFRها در نظر می‌گیرند [۶].

رحمتی و رسایی در یک مطالعه به‌طور خاص به ادغام دو مکانیزم مهم، یعنی ریزش ثقلی و بازجذب

در معادله سنتی موازنه مواد پرداختند. رسایی و رحمتی تلاش کرده‌اند تا این مکانیزم‌ها را به معادله سنتی توازن مواد اضافه کنند تا دقت پیش‌بینی‌ها و تحلیل‌ها برای مخازن نفتی شکافدار افزایش یابد. آن‌ها با استفاده از مدل‌سازی ریاضی و تحلیل‌های شبیه‌سازی، به ارزیابی تأثیرات این مکانیزم‌ها بر رفتار مخزن و عملکرد تولید پرداخته‌اند. نتایج این تحقیق نشان می‌دهد که با در نظر گرفتن ریزش ثقلی و بازجذب در معادله توازن مواد، می‌توان به دقت بیشتری در تحلیل‌های مخازن شکافدار دست یافت [۷].

میترمایر برای اولین بار معادله موازنه موادی را برای مخازن شکافدار توسعه داد که در آن از منحنی‌های باز یافت برای محاسبه سطح تماس آب-نفت و گاز-نفت استفاده شد. همچنین، میترمایر با اعمال معادله موازنه مواد خود بر روی یک مخزن واقعی نشان داد که استفاده از منحنی‌های باز یافت بجای مدل وارن و روت به خوبی می‌توان تبادل سیال بین ماتریس و شکاف را مدل کند [۳].

علی‌رغم مطالعات متعددی که در مورد موازنه مواد مخازن شکافدار انجام شده است، مکانیزم آشام در معادله موازنه مواد در نظر گرفته نشده است و باید به عنوان یک مکانیزم جداگانه در مدل موازنه مواد گنجانده شود. آشام یک فرآیند جابه جایی غیرقابل اختلاط است که در آن فاز تر، معمولاً آب، خود به خود وارد محیط متخلخل می‌شود و فاز غیر تر را (معمولاً نفت)، از ماتریس جابه‌جا می‌کند. سیالات و دیواره‌های منافذ دارای نیروهای جاذبه مشخصی هستند که باعث بروز این پدیده‌ها می‌شود. در NFRها، در حضور یک سفره آب فعال یا در طی فرآیند سیلاب‌زنی، آشام برای باز یافت نفت از بلوک‌های ماتریسی، بسیار مهم است [۸]. مطالعات بسیاری این موضوع را تأیید کرده‌اند از جمله مطالعه ماتکس و کایت [۹]. همچنین، راضیه خسروی و همکارانش با مدل‌سازی

در سطح تماس نفت-آب (OWC) یا زیر OWC باشد، تولید ۱۰٪ آب خواهد بود. بنابراین، محاسبه و پیش‌بینی OWC یک موضوع حیاتی در مدیریت تولید است [۱۴]. موازنه مواد تک بعدی با ارائه روشی نوآورانه بدون نیاز به داده‌هایی مانند خواص سنگ و تنها با انجام تطابق تاریخچه، قادر به پیش‌بینی OWC است.

در این مقاله، موازنه مواد (MBE) را گسترش داده و آن را مجدداً فرموله می‌کنیم تا آشام آب را به عنوان یک مکانیزم رانش جداگانه برای تولید نفت در کنار سایر مکانیزم‌های رانش در NFRها در نظر بگیریم. در این کار مدل مخزن معمولی یا MBE صفر بعدی به یک MBE یک بعدی گسترش داده شد تا تغییرات اشباع، خواص سیال و فشار برای همه واحدهای فرعی در جهت Z محاسبه شوند. اثربخشی این روش با تطابق نزدیک با نتایج به‌دست‌آمده از شبیه‌سازی عددی برای یک میدان واقعی تأیید شده است. لازم به ذکر است که مهندس مخزن می‌تواند با تکنیک جدید موازنه مواد یک بعدی و با کمک محاسبه شاخص مکانیزم آشام آب به صورت کمی، سناریوهای مختلف تولید را بررسی و بهینه کند. شاخص رانش آشام آب بالا، به معنی ورود بهتر آب از شکاف به ماتریس در منطقه هجوم آب است. این موضوع به نوبه خود منجر به حرکت کندتر سطح تماس نفت-آب، افت فشار کمتر و در نتیجه افزایش ضریب بازیافت نفت در مخزن می‌شود.

### پدیده آشام آب

پدیده آشام آب یکی از مهم‌ترین فرایندهای فیزیکی در مهندسی مخازن نفتی است که به جا به جایی سیالات در محیط‌های متخلخل مرتبط می‌شود. این فرایند نقش کلیدی در بازیافت نفت از مخازن شکافدار ایفا می‌کند و به‌ویژه در مخازن طبیعی شکافدار (NFRs) اهمیت فراوانی دارد. در این مخازن،

عددی اثر مکانیزم آشام بر میزان بازیافت نفت را بررسی کردند [۱۰]. عبدالسلام عبد و همکارانش در مطالعه‌ای که انجام دادند، به بررسی پدیده آشام خودبه‌خودی مخالف جریان پرداخته‌اند، با تحلیل و تفسیر داده‌ها نشان می‌دهند که چگونه نیروهای موینگی در مخازن شکافدار باعث جذب آب و خروج نفت می‌شود. آن‌ها عواملی مانند ترشوندگی، هندسه شکاف‌ها و خواص سیالات را بررسی کرده‌اند تا تأثیر این عوامل بر سرعت و میزان آشام را مشخص کنند [۱۱].

بلحاجی و همکارانش در مطالعه‌ای که انجام دادند، به مقایسه دو تکنیک بازیافت نفت پیشرفته بوسیله مکانیزم آشام آب، و فرآیند ترکیبی تزریق آب کم شور و مواد فعال سطحی در مخازن کربناته پرداخته‌اند. آن‌ها بررسی کرده‌اند که چگونه تغییر شوری آب می‌تواند ترشوندگی سنگ را تغییر دهد و روش ترکیبی سورفاکتانت ممکن است بهبود بیشتری در بازیافت نفت ایجاد کند. این مقایسه از طریق آزمایش‌های سیلاب‌زنی و داده‌های تجربی انجام شده است [۱۲].

حریمی و همکارانش به بررسی تجربی پدیده آشام در طول تزریق آب به مخازن شکافدار طبیعی پرداخته‌اند. آن‌ها آزمایش‌هایی را طراحی کردند که شرایط واقعی مخزن شامل شبکه شکاف‌ها، خصوصیات ماتریس و تعاملات سیالات را شبیه‌سازی کنند. نتایج کار آن‌ها نشان می‌دهد که چگونه آب از شکاف‌ها به ماتریس نفوذ می‌کند، سرعت جا به جایی نفت و تغییرات این فرآیندها با ادامه تزریق آب به چه صورت است. آن‌ها همچنین بررسی کرده‌اند که چگونه هندسه شبکه شکاف‌ها، نفوذپذیری ماتریس و شرایط اشباع بر کارایی و سرعت پدیده آشام آب تأثیر می‌گذارند [۱۳].

تولید آب یکی از مشکلات رایج در صنعت نفت است. سطح تماس نفت - آب در تعیین تولید آب بسیار مهم است. اگر محدوده تکمیل چاه تولیدی

شکاف‌ها به‌عنوان مسیرهای اصلی برای جریان سیالات عمل می‌کنند، در حالی که ماتریس سنگی به دلیل داشتن تخلخل بالا، ظرفیت ذخیره‌سازی سیالات را بر عهده دارد. آشام آب به‌طور مستقیم بر میزان و سرعت بازیافت نفت از این مخازن تأثیر می‌گذارد [۱۵].

### مکانیزم‌های فیزیکی آشام

مکانیزم‌های فیزیکی آشام آب شامل فرآیندهای مختلفی هستند که منجر به نفوذ آب به داخل یک محیط متخلخل، مانند سنگ‌های مخزنی، می‌شود. این مکانیزم‌ها به خصوص در مخازن نفتی اهمیت دارند زیرا می‌توانند به جا به جایی نفت و در نهایت بهبود بازیافت آن کمک کنند. در ادامه، این مکانیزم‌ها به طور کامل توضیح داده می‌شوند:

#### نیروی موینگی

نیروی موینگی مهم‌ترین عامل در پدیده آشام آب است. این نیرو ناشی از تفاوت در کشش سطحی بین آب و نفت درون تخلخل‌های سنگ مخزن است. در محیط‌های متخلخل، نیروی موینگی باعث می‌شود که آب به داخل تخلخل‌ها کشیده شود. این نیرو به چند عامل بستگی دارد:

- اندازه تخلخل‌ها: هرچه اندازه تخلخل‌ها کوچک‌تر باشد، نیروی موینگی قوی‌تر است و آب بیشتر به داخل سنگ جذب می‌شود.

- زاویه تماس: زاویه تماس بین سطح سنگ و سیال تأثیر زیادی بر نیروی موینگی دارد. در سنگ‌های آب‌دوست، زاویه تماس کمتر است و نیروی موینگی قوی‌تر خواهد بود.

- کشش سطحی: میزان کشش سطحی بین دو سیال (آب و نفت) تأثیر مستقیم بر نیروی موینگی دارد. افزایش کشش سطحی نیروی موینگی را افزایش می‌دهد.

#### نیروهای جاذبه

نیروهای جاذبه در محیط‌های متخلخل عمیق، به‌ویژه در مخازن نفتی، می‌توانند بر فرایند آشام

آب تأثیرگذار باشند. در مخازن نفتی عمیق، گاهی نیروهای جاذبه در جهت مخالف نیروی موینگی عمل می‌کنند و ممکن است نفوذ آب به داخل تخلخل‌های سنگی را محدود کنند. اما در مواردی که نیروی موینگی غالب باشد، آب می‌تواند بر نیروی جاذبه غلبه کرده و به درون تخلخل‌ها نفوذ کند.

### فشار موینگی

فشار موینگی تفاوت فشار بین آب و نفت درون تخلخل‌های سنگ است. این فشار بر پایه منحنی اشباع‌پذیری سنگ و سیالات مخزن تعیین می‌شود. فشار موینگی بالا منجر به افزایش نیروی موینگی و در نتیجه نفوذ بیشتر آب به داخل ماتریس سنگی می‌شود. این فشار نقش کلیدی در میزان و سرعت جابجایی نفت توسط آب در مخازن نفتی دارد.

#### تراوایی نسبی

تراوایی نسبی میزان قابلیت جریان‌یابی یک سیال در حضور سیال دیگر را توصیف می‌کند. در فرآیند آشام آب، تراوایی نسبی آب و نفت تعیین‌کننده میزان نفوذپذیری سنگ برای هر سیال است. اگر تراوایی نسبی آب نسبت به نفت بیشتر باشد، نفوذ آب به داخل سنگ افزایش می‌یابد و بالعکس. تراوایی نسبی با تغییر میزان اشباع سیال درون تخلخل‌های سنگ تغییر می‌کند [۱۵].

### منحنی‌های بازیافت آشام

اصل روش جدید MB بر اساس منحنی‌های بازیافت آشام بلوک‌های ماتریس است که تبادل سیال بین شکاف و ماتریس را تعیین می‌کند. استفاده از منحنی‌های بازیافت به جای توابع انتقال کلاسیک مانند تابع انتقال وارنت و روت کار جدیدی نیست. برای اولین بار ماتکس و کایت اثبات کردند در حالتی که مکانیزم آشام مکانیزم غالب در مخزن است می‌توان از یک تابع نمایی مانند معادله آرونفسکی برای مدل کردن انتقال سیال بین ماتریس و شکاف، در حالی که نیروهای موینگی و

می‌شود. با استفاده از زمان بدون بعد (معادله ۲)، همه منحنی‌ها در یک منحنی مقیاس شده ادغام می‌شوند. در رابطه ۲،  $\phi\mu$  ویسکوزیته نفت، SF ضریب شکل،  $\phi c$  تراکم‌پذیری نفت،  $k_a$  تراوایی ظاهری و  $\omega$  ضریب مقیاس‌بندی شدن است.

$$t_D = \frac{SF \cdot k_a}{(\phi\mu_o c_o)} t = \omega t \quad (2)$$

### تطابق تاریخچه

تطابق تاریخچه در مهندسی نفت یک فرآیند کلیدی است که به دقت، صحت و قابلیت پیش‌بینی مدل‌های مخزن کمک می‌کند. این فرآیند از طریق تنظیم و کالیبراسیون مدل‌ها، امکان بهینه‌سازی تولید، کاهش ریسک‌های عملیاتی و افزایش بهره‌وری اقتصادی را فراهم می‌کند. در مدلی که در این مطالعه توسعه داده شده است برای به‌دست آوردن پارامترهای مختلف از تطابق تاریخچه استفاده می‌شود که یکی از کاربردهای مهم آن به‌دست آوردن نمودار آشام آب است. نمودار آشام را می‌توان از هر کدام از روش‌هایی که در بالا به آن اشاره کرد بدست آورد ولی بهترین و ارزان‌ترین روش تطابق تاریخچه است چرا که روش‌های دیگر نیاز به داده‌های آزمایشگاهی و شبیه‌سازی مدل کامل میدان با میلیون‌ها سلول دارند و مدل بلوک منفرد به علت ناهمگن بودن سنگ مخزن نمی‌تواند مدل صد در صد قابل اعتماد و کاربردی باشد. جزئیات روش مورد استفاده در این مطالعه در ادامه مقاله به صورت کامل بیان خواهد شد.

### روش کار

#### مفروضات مدل

در این مقاله، مدل موازنه مواد ۱ بعدی معرفی شده برای NFR ها با مفروضات زیر به‌دست آمده است:

- تخلخل و تراوایی در سراسر مخزن ثابت است.
- سیالات مخزن در تمام واحدهای مخزن در تعادل هیدرواستاتیکی هستند. واحد ماتریس حاوی نفت با آب همراه است و واحد شکاف در زمان اولیه و بالاتر

گرانشی وجود دارد استفاده کرد [۹]. همچنین، محققان دیگری از جمله امیری [۱۶]، استینر [۱۷] و دی سوان [۱۸] بر روی مدل کردن انتقال سیال بین ماتریس و شکاف با استفاده از منحنی‌های بازیافت تحقیق کردند.

روش‌های زیر می‌توانند منحنی بازیافت آشام بلوک‌های ماتریس را تعیین کنند:

- به طور تجربی، آزمایش‌های آشام بر روی نمونه‌های مغزه کوچک [۹].
- با استفاده از مدل بلوک منفرد ماتریس
- شبیه‌سازی عددی کامل میدان
- تطابق تاریخچه

### نمونه‌های مغزه کوچک

آزمایش‌های آشام بر روی نمونه‌های مخزن می‌توانند برای پیش‌بینی منحنی‌های بازیافت نفت در مکانیزم آشام برای بلوک‌های بزرگ ماتریس مخزن استفاده شوند.

طبق آزمایشات انجام شده توسط ماتکس و کایت [۹]، کاظمی، گیلان و الشرکاوی [۱۹]، ثابت کردند که می‌توان از یک معادله نمایی، همان‌طور که توسط آرونوفسکی پیشنهاد شده است [۲۰] برای تقریب منحنی بازیافت مکانیزم آشام آب استفاده کرد (معادله ۱) در این معادله،  $t$  زمان است،  $\alpha$  ضریب مقیاس است،  $s_{w\max}$  اشباع آب نهایی در بلوک ماتریس است، و  $s_w(t)$  اشباع آب فعلی بلوک ماتریس است.

$$s_w(t) = s_{w\max} (1 - e^{(-\alpha t)}) \quad (1)$$

### منحنی بازیافت مقیاس شده

محاسبه منحنی‌های بازیافت برای هر بلوک در یک مدل میدان کامل امکان‌پذیر نیست. امیری ثابت کرد که منحنی‌های بازیافت را می‌توان با توجه به تراوایی، ضریب شکل و تخلخل مقیاس‌بندی کرد [۱۶]. منحنی بازیافت بر روی محور زمان با استفاده از ضریب مقیاس،  $\omega$ ، از معادله ۲ تطبیق داده

۲- تعیین فشار واحدهای فرعی با استفاده از فشار اولیه در عمق مبنا

۳- تعیین خواص سیال برای همه واحدهای فرعی مکانیزم‌های تولید نفت را می‌توان به عنوان مکانیزم‌های وابسته به اشباع یا وابسته به فشار طبقه‌بندی کرد:

۴- مکانیزم‌های تولید وابسته به اشباع به تمام فرآیندهایی اطلاق می‌شود که توسط آن سیالات بین ماتریس و شکاف با فشار ثابت به دلیل گرانش و یا نیروهای موینگی منتقل می‌شوند. این انتقال بین واحدهای فرعی سنگ ماتریس و واحدهای فرعی شکاف مجاور رخ می‌دهد. با این حال، هیچ تمهیدی برای انتقال سیالات بین زیر واحدهای مجاور منطقه ماتریس در نظر گرفته نشده است. در ناحیه شکاف، سیالات همیشه در تعادل عمودی هستند یعنی اشباع هر زیر واحد در شکاف همیشه صفر یا یک است. فرآیندهایی که تحت این مکانیزم قرار می‌گیرند شامل آشام آب-نفت و ریزش ثقلی آب-نفت است.

۵- در طول تولید نفت از مخازن غیراشباع شکافدار طبیعی، پدیده‌های وابسته به فشار از جمله انبساط سنگ و آب همراه، انبساط نفت غیراشباع (انبساط گاز محلول) و هجوم آب سفره آبخوان می‌تواند رخ دهد. در منطقه آبرده که بلوک‌های ماتریس به طور کامل یا جزئی با شکاف‌های پر از آب احاطه شده‌اند، نفت از بلوک‌های ماتریس توسط مکانیزم آشام آب تولید می‌شود. نفت تولید شده توسط مکانیزم آشام ( $Q_{imw}$ ) با معادله زیر به دست می‌آید:

$$Q_{imw_{n+1}} = Q_{imw_n} + \sum_k \frac{PV_k^m (s_{w_{k,n+1}}^m - s_{w_{k,n}}^m)}{Bo_{k,n}} \quad (4)$$

زیرنویس‌ها به ترتیب شماره‌دهنده واحد فرعی  $k$ ، گام زمانی  $n$ ، آشام  $m$ ، ماتریس  $m$  و منطقه تحت نفوذ آب  $w$  را نشان می‌دهند.  $PV$  حجم منافذ هر زیر واحد است و  $S_w$  اشباع آب است که با منحنی اشباع محاسبه می‌شود (معادله ۱).  $s_{w(k,n)}$  اشباع آب زیر واحد  $k$  در زمان  $tn$  است.

نفت تولید شده توسط مکانیزم انبساط نفت در ناحیه

از سطح تماس آب-نفت فقط حاوی نفت است.

• مخزن را می‌توان به عنوان یک سیستم همدم‌ها در نظر گرفت.

• مخزن کلاهی اولیه گاز ندارد، و در طول تولید زیر اشباع باقی می‌ماند.

• تولید از طریق واحد شکاف انجام می‌شود.

• تفکیک فاز کامل در واحد شکاف در نظر گرفته می‌شود، یعنی اشباع نفت و آب در شکاف فقط می‌تواند ۱ یا ۰ باشد.

• سطح تماس نفت-آب در کل مخزن یکنواخت است.

• فشار متوسط کل مخزن برای تعیین فشار درون واحدهای فرعی استفاده می‌شود. این فشار را می‌توان از روی نرخ دبی نفت و فشار استاتیک چاه‌ها به شرح زیر تعیین کرد [۲۱]:

$$P = \frac{\sum P_i^w q_i}{\sum q_i} \quad (3)$$

در این معادله،  $p_i$  فشار چاه و  $q_i$  میزان دبی نفت چاه است.

### مفهوم موازنه مواد با تخلخل دوگانه یک بعدی

کاهش فشار مخزن با تولید باعث نفوذ آب از آبخوان به مخزن و افزایش OWC می‌شود. تغییرات فشار و اشباع در طول تولید دائماً شرایط مرزی را در اطراف هر بلوک ماتریس در شکاف‌ها تغییر می‌دهد. همه رویکردهای موازنه مواد برای مخازن معمولی و شکافدار از مفهوم مدل تانک استفاده می‌کنند و برای محاسبات خود تنها به فشار مبنا متکی هستند. در این کار، مدل مخزن شکافدار دوگانه از دو واحد تشکیل شده است: واحد ماتریس و واحد شکاف. این دو واحد اصلی به واحدهای فرعی عمودی تقسیم می‌شوند که از تاج مخزن به سمت سطح تماس نفت-آب شماره‌گذاری شده‌اند ( $k=1, 2, \dots, M$ ).  $M$  مربوط به سطح تماس اولیه نفت-آب است و شماره یک تاج مخزن را نشان می‌دهد.

روش آغاز سازی و معادلات حاکم به صورت زیر است:

۱- تعیین عمق، حجم منافذ و اشباع آب همراه برای همه زیرواحدهای ماتریس و شکاف

نفت تولید شده توسط مکانیزم رانش آب سفره آبخوان در واحد شکاف ( $Q_{wfw}$ ) از طریق رابطه زیر

به دست می‌آید:

$$Q_{wfw_{n+1}} = Q_{wfw_n} + \sum_k \frac{PV_{k,n}^f (s_{w_{k,n+1}}^f - s_{w_{k,n}}^f)}{Bo_{k,n}} \quad (10)$$

در هر مرحله زمانی، با توجه به تغییرات فشار، حجم سنگ و آب همراه باید اصلاح شود:

$$PV_{n+1} = PV_n (1 - c_f \Delta P) \quad (11)$$

$$S_{w_{n+1}} = s_{w_n} (1 - c_w \Delta P) \quad (12)$$

معادله زیر کل نفت تولید شده از مخزن را با جمع کردن نفت تولید شده از مکانیزم‌های مختلف را نشان می‌دهد:

$$Q = Q_{Rm} + Q_{Rf} + Q_{emo} + Q_{efo} + Q_{emw} + Q_{imw} + Q_{wfw} \quad (13)$$

در شرایطی که چندین مکانیزم رانش به طور همزمان در NFRها وجود دارند، تعیین سهم مربوط به هر مکانیزم و سهم آن در تولید از اهمیت کاربردی مهمی برخوردار است. برای این منظور، شاخص چهار مکانیزم رانش را با استفاده از معادلات زیر تعریف می‌کنیم:

WDI=شاخص حرکت آب

$$WDI = \frac{Q_{wfw}}{Q} \quad (14)$$

IDI=شاخص رانش آشام

$$IDI = \frac{Q_{imw}}{Q} \quad (15)$$

EDI=شاخص رانش انبساط نفت

$$EDI = \frac{Q_{emo} + Q_{emw} + Q_{wfo}}{Q} \quad (16)$$

RDI=شاخص رانش انبساط سنگ و آب همراه

$$RDI = \frac{Q_{Rf} + Q_{Rm}}{Q} \quad (17)$$

لازم به ذکر است که این کار برای اولین بار شاخص رانش آشام آب را برای NFRها ارائه و تعریف می‌کند.

معادله ۱۳ را می‌توان به اختصار و به صورت زیر بیان کرد:

$$DI + EDI + RDI + WDI = 1 \quad (18)$$

مجموع شاخص‌های رانش همیشه برابر با یک

نفتی واحد ماتریس ( $Q_{emo}$ ) به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$Q_{emo_{n+1}} = Q_{emo_n} + \sum_k PV_{k,n}^m (1 - s_{w_{ck,n}}) \left( \frac{1}{Bo_{k,n}} - \frac{1}{Bo_{k,n+1}} \right) \quad (5)$$

$s_{w_{ck,n}}$  نشان‌دهنده اشباع آب همراه برای زیر واحد خاص ' $k^{th}$ ' و گام زمانی ' $n^{th}$ ' است. انبساط کل نفت در منطقه نفتی بالای منطقه تهاجم آب با اضافه کردن انبساط هر واحد فرعی که به عنوان تابعی از فشار است محاسبه می‌شود.

تولید نفت ماتریس با مکانیزم انبساط منطقه آبزده ( $Q_{emw}$ ) با استفاده از معادله زیر به دست می‌آید:

$$Q_{emw_{n+1}} = Q_{emw_n} + \sum_k PV_{k,n}^m (1 - s_{w_{ck,n}}^m - s_{w_{ck,n}}) \left( \frac{1}{Bo_{k,n}} - \frac{1}{Bo_{k,n+1}} \right) \quad (6)$$

تولید نفت با مکانیزم انبساط نفت ( $Q_{efo}$ ) در واحد شکاف از طریق رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$Q_{efo_{n+1}} = Q_{efo_n} + \sum_k PV_{k,n}^f \left( \frac{1}{Bo_{k,n}} - \frac{1}{Bo_{k,n+1}} \right) \quad (7)$$

اشباع آب شکاف در سراسر منطقه آبزده برابر با یک است، بنابراین در این منطقه انبساط نفت وجود ندارد.

تولید نفت ماتریس توسط انبساط سنگ و آب همراه از هر دو منطقه نفتی و آبزده ( $Q_{Rm}$ ) با رابطه زیر به دست می‌آید:

$$Q_{Rm_{n+1}} = Q_{Rm_n} + \sum_k \frac{PV_{k,n}^m (s_{w_{ck}} c_w + c_f) \Delta P}{Bo_{n+1}} \quad (8)$$

به طور مشابه، تولید نفت شکاف توسط سنگ و انبساط آب همراه از هر دو منطقه نفتی و آبزده ( $Q_{Rf}$ ) را می‌توان از طریق معادله زیر محاسبه کرد:

$$Q_{Rf_{n+1}} = Q_{Rf_n} + \sum_k \frac{PV_{k,n}^f (c_f) \Delta P}{Bo_{n+1}} \quad (9)$$

در معادلات ۸ و ۹،  $C_f$  و  $C_w$  پارامترهای تراکم‌پذیری آب و سنگ هستند. لازم به ذکر است که در واحد شکاف آب همراه در نظر گرفته نمی‌شود.

## نتایج و بحث

پایاده سازی مدل ارائه شده بر روی یک میدان واقعی یک کد FORTRAN برای روش موازنه مواد یک بعدی ارائه شده توسعه داده شد. در این بخش نتایج مطالعه بر روی یک مخزن با تخلخل دوگانه در ایران (میدان KHZ\_A) با استفاده از کد توسعه داده شده ارائه خواهد شد.

میدان KHZ\_A یک مخزن نفت کربناته شکافدار در جنوب غربی ایران است و بیش از ۳۰ سال است که تولید نفت از آن انجام می شود. میدان KHZ\_A دارای ۴۴ km طول و ۷ km عرض و نفت در جای آن ۹/۳ میلیارد بشکه نفت متعارفی (STB) برآورد شده است. تولید در سال ۲۰۰۰ آغاز شد و بیش از ۱۳۰ میلیون بشکه نفت متعارفی (STB) از طریق ۱۴ چاه عمودی تولید شده است که معادل با ضریب بازیافت ۳/۳٪ است. فشار نقطه حباب در دمای °F ۲۲۱، psi ۹۸۷ است. فشار اولیه psi ۴۱۱۱ است و فشار فعلی psi ۳۷۲۰ است. در طول کل تاریخ تولید، نفت زیر اشباع باقی می ماند. تاج و سطح تماس اولیه نفت - آب به ترتیب در ۶۷۳۳ ft و ۸۴۱۱ ft زیر سطح دریا قرار دارند که ضخامت ستون نفت اولیه ۱۶۷۸ ft را نشان می دهد.

داده های ورودی مورد نیاز برای روش موازنه مواد ۱ بعدی پیشنهادی به شرح زیر خلاصه می شود:

- داده ها PVT
- تولید نفت تجمعی
- فشار متوسط میدان
- تاریخچه سطح تماس نفت-آب
- حجم منافذ، حجم هیدروکربن و حجم شکاف نسبت به عمق
- عمق مبنای نسبت گاز به نفت اولیه، چگالی های استاندارد نفت و آب
- مطالعه موازنه مواد را می توان به دو مرحله تقسیم کرد: مرحله تطابق تاریخچه و مرحله پیش بینی. این مراحل در قسمت های بعدی به تفصیل مورد بحث قرار می گیرند.

است. با استفاده از این شاخص ها می توان یک نمودار انرژی برای مخزن ایجاد کرد که میزان و نسبت مکانیزم های مختلف درگیر در فرآیند تولید نفت از مخزن را در بازه تولید از مخزن نشان می دهد.

## مدل آبخوان

مدل آبخوان [۲۲] برای شبیه سازی جریان آب به مخزن استفاده می شود (معادله ۱۹). در این معادله، B ثابت آبخوان و WeD میزان نفوذ آب بدون بعد است. هجوم آب سفره آبخوان به مخزن به عوامل متعددی مانند تغییرات فشار در فصل مشترک مخزن و آبخوان (سطح تماس اولیه نفت-آب) و همچنین قابلیت انتقال، حجم و آرایش آبخوان مخزن بستگی دارد.

$$We^{Hurst} = B \sum \Delta p W_{eD} \quad (19)$$

پس از محاسبه پارامترها در فرآیند تطبیق داده های فشار مشاهده شده، ورودی آب به مخزن را می توان از رابطه ۲۰ محاسبه کرد:

$$We_{n+1}^{cal} = We_n^{cal} + \sum_k \frac{PV_{k,n}^f (s_{w_{k,n+1}}^f - s_{w_{k,n}}^f)}{B_{w_{k,n}}} + \frac{PV_{k,n}^m (s_{w_{k,n+1}}^m - s_{w_{k,n}}^m)}{B_{w_{k,n}}} \quad (20)$$

معادله ۲۰ هجوم آب سفره آبخوان به صورت تجمعی را با استفاده از تعداد گسسته ای از نقاط در عملکرد گذشته مخزن هیدروکربنی محاسبه می کند. فشار در سطح تماس اولیه نفت-آب نیز در این نقاط زمانی مورد استفاده قرار خواهد گرفت. بر اساس این داده ها و همچنین با به حداقل رساندن معادله اختلاف حداقل مربعات (بر اساس معادله ۲۱)، پیکربندی آبخوان به دست می آید. در این معادله  $erf + We_n^{Hurst}$  میزان آب ورودی به مخزن است که در طول محاسبات MB تعیین می شود و  $We_n^{cal}$  ورودی آب است که از مدل آبخوان ون اوردینگن و هرست به دست می آید.

$$erf = \sum_{n=1}^{end} (We_n^{cal} - We_n^{Hurst})^2 \quad (21)$$

### مرحله تطابق تاریخچه

پارامترهای مدل آرونوفسکی (برای نرخ آشام آب به بلوک‌های ماتریس) و مدل آبخوان باید برای پیش‌بینی‌های آینده محاسبه شوند. روش تطابق تاریخچه شامل مراحل زیر است:

- ۱- ورود داده‌های فشار میانگین میدان، داده‌های سطح تماس نفت - آب
- ۲- یک حدس اولیه برای پارامترهای معادله آرونوفسکی (معادله ۱)
- ۳- محاسبه منحنی اشباع بر اساس معادله ۱
- ۴- محاسبه تولید نفت تجمعی ( $NP_{cal}$ ) بر اساس معادله ۱۳
- ۵- مقایسه  $NP_{cal}$  با تولید نفت تجمعی مشاهده شده ( $NP_{obs}$ )

۶- اگر شرط  $|NP_{cal} - NP_{obs}| > \epsilon$  برقرار نباشد، پارامترهای معادله ۱ را تغییر دهید و به مرحله ۳ بروید در مرحله دو حدس اولیه ثابت نمایی از ۰/۱ و حداکثر اشباع آب از ۰/۱ شروع می‌شود. این روش پارامترهای معادله آرونوفسکی را نهایی می‌کند (معادله ۱). برای میدان KHZ\_A، ثابت نمایی معادله ۰/۲۵ و حداکثر اشباع آب، ۰/۴ به‌دست آمد. در مرحله بعد، نیاز است که پارامترهای مدل آبخوان محاسبه شوند. برای این کار، نفوذ آب سفره آبخوان به مخزن باید طبق معادله ۲۰ به‌دست آید. سپس، پارامترهای مدل آبخوان از طریق کمینه سازی معادله ۲۱ نهایی می‌شوند. **جدول ۱** پارامترهای محاسبه شده آبخوان میدان KHZ\_A را نشان می‌دهد.

جدول ۱ پارامترهای مدل آبخوان

| تراوایی (mD) | تخلخل | ویسکوزیته (cP) | تراکم‌پذیری کل (1/psia) | شعاع مخزن (ft) | ضخامت مخزن (ft) | زاویه هجوم/۳۶۰ | شعاع بدون بعد |
|--------------|-------|----------------|-------------------------|----------------|-----------------|----------------|---------------|
| ۰/۰۰۸        | ۰/۱۱  | ۰/۴۴۹          | ۰/۰۰۰۰۵۸                | ۱۷۰۰۰          | ۵۰۰             | ۱              | ۳             |

### مرحله پیش‌بینی

با استفاده از مدل تطابق گرفته شده، پیش‌بینی عملکرد آینده مخزن با ایجاد یک سناریوی تولید نفت هدف امکان‌پذیر می‌شود. در سناریو پیش‌بینی میدان KHZ\_A تا ۵۰ سال دیگر به تولید نفت ادامه خواهد داد. در مرحله پیش‌بینی، فشار میدان و سطح تماس نفت - آب با یک روش تکراری در هر زمان جدید به شرح زیر تعیین می‌شود:

- ۱- تعیین تولید نفت هدف ( $NP_{target}$ )
- ۲- فشار جدید میدان حدس زده می‌شود
- ۳- هجوم آب ( $We_{Hurst}$ ) با استفاده از مدل آبخوان محاسبه می‌شود
- ۴- سطح تماس جدید نفت - آب حدس زده می‌شود
- ۵- محاسبه هجوم آب ( $We_{MB}$ ) با استفاده از روش موازنه مواد (معادله ۲۰)

۶- اگر  $We_{Hurst} > We_{MB}$ ، سطح تماس نفت - آب افزایش داده می‌شود و به مرحله ۵ برگشت می‌شود

۷- اگر  $We_{Hurst} < We_{MB}$ ، سطح تماس نفت - آب کاهش داده می‌شود و به مرحله ۵ برگشت می‌شود

۸- تولید تجمعی نفت ( $NP_{MB}$ ) بر اساس معادله ۱۳ محاسبه می‌شود

۹- اگر  $NP_{MB} > NP_{target}$ ، فشار میدان افزایش داده می‌شود و به مرحله ۳ برگشت می‌شود

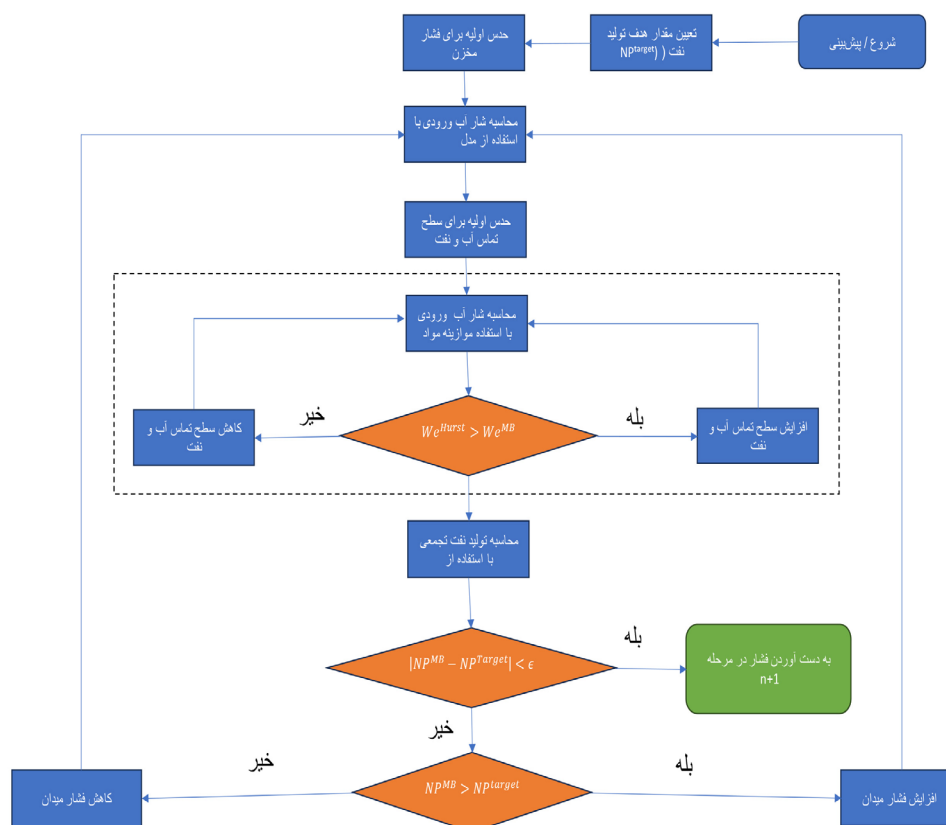
۱۰- اگر  $NP_{MB} < NP_{target}$ ، فشار میدان کاهش داده می‌شود و به مرحله ۳ برگشت می‌شود

۱۱- اگر  $|NP_{MB} - NP_{target}| < \epsilon$ ، رفتن به نقطه زمانی بعدی

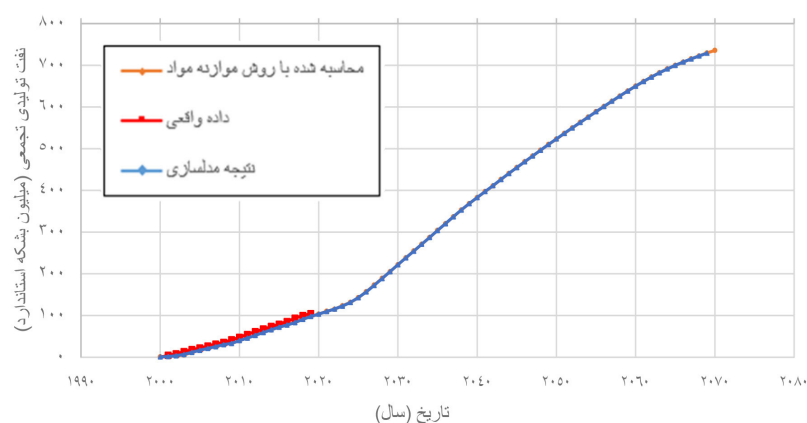
توجه به این نکته مهم است که هیچ رابطه تحلیلی بین سطح تماس نفت - آب و  $We_{MB}$  وجود ندارد. بنابراین، برای تعیین سطح تماس نفت - آب،

آب محدود شده است. این کار به این دلیل انجام شد که مدل‌های موازنه مواد چاه محور نیستند و باید تولید کل میدان به عنوان ورودی به این مدل‌ها داده شود. به همین خاطر تولید کل میدان از شبیه‌ساز خروجی گرفته شد و به عنوان ورودی به مدل موازنه مواد داده شد.

به دلیل پیچیدگی معادلات درگیر، نیاز به استفاده از روش تکراری در مراحل ۴ تا ۷ است. شکل ۱ نمودار درختی مراحل فاز پیش بینی را نمایش می‌دهد. تولید نفت داده ورودی به مدل موازنه مواد است، همانطور که در شکل ۲ نشان داده شده است. نفت تولیدی برای مدل موازنه مواد برار با نفت تولیدی در مدل شبیه‌سازی میدان است که با برش



شکل ۱ نمودار درختی فاز پیش‌بینی



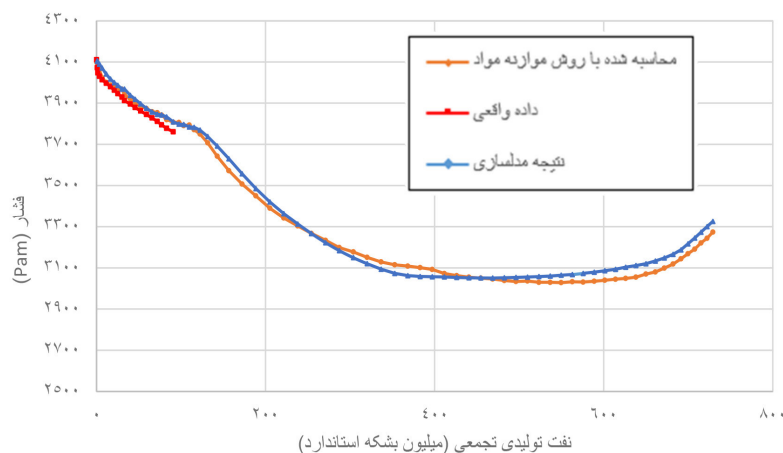
شکل ۲ مقایسه تولید تجمعی نفت میدان

مخزن در دوره پیش‌بینی یعنی از سال ۲۰۲۰ به بعد شاهد این هستیم که سرعت حرکت سطح تماس نیز افزایش یافته است. به طور کلی، سرعت حرکت سطح تماس با نرخ تولید رابطه مستقیم دارد و باید به توجه به محدودیت‌های عملیاتی نرخ تولیدی به گونه‌ای انتخاب شود که منجر به آبی شده چاه‌های تولیدی نشود.

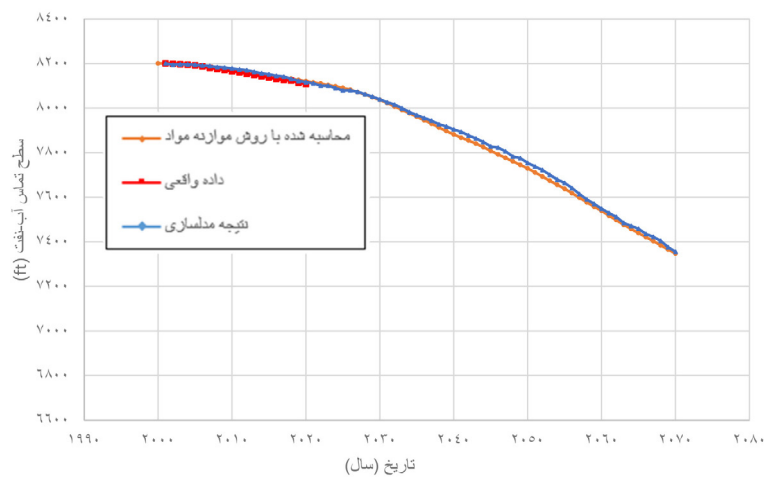
میدان در پایان دوره شبیه‌سازی حدود ۷۵۰ میلیون بشکه نفت تولید کرد که معادل ضریب بازیافت ۱۹٪ میدان است. **شکل‌های ۵ و ۶** نمودارهای انرژی برای میدان KHZ\_A را نشان می‌دهند. این نمودارها بر اساس شاخص‌های رانش محاسبه شده توسط مدل موازنه مواد (MB) و مدل شبیه‌سازی تهیه شده‌اند. می‌توان تأثیر هر مکانیزم رانش بر تولید را با مراجعه به **شکل ۵** تحلیل کرد. با گذشت زمان از شروع تولید اثر مکانیزم آشام در تولید بیشتر می‌شود به صورتی که در پایان بازه تولید این مکانیزم بیش از ۶۰٪ از انرژی مخزن برای تولید را تأمین می‌کند. با افزایش نسبت شاخص مکانیزم آشام که مکانیزم وابسته به اشباع است نسبت به مکانیزم‌های دیگر که وابسته به فشار هستند مخزن دچار افت فشار کمتری در بازه زمانی پایانی تولید می‌شود و حتی همان‌طور که قبلاً اشاره شد فعال‌تر شدن این مکانیزم به همراه عملکرد آبدی مخزن باعث افزایش فشار در بیست سال انتهایی تولید شده است.

در **شکل ۳**، فشار میدان KHZ\_A در طول دوره تاریخیچه و پیش‌بینی نشان داده شده است. ضریب تعیین ( $R^2$ ) محاسبه شده با مقادیر فشار به‌دست آمده توسط روش موازنه مواد و مدل شبیه‌سازی برابر با ۰/۹۸۷ است که تطابق خوبی را نشان می‌دهد. فشار میدان از ۳۷۶۰ psi به ۳۲۵۰ psi در طول ۵۰ سال کاهش یافته است. در دوره پیش‌بینی، مخزن همچنان زیر اشباع باقی می‌ماند. میدان KHZ\_A دارای آبدی قوی می‌باشد و با توجه به اینکه در طول زمان اثر مکانیزم آشام در تولید بیشتر می‌شود نیاز به مکانیزم‌های وابسته به فشار مانند انبساط نفت کمتر می‌شود به همین خاطر آبدی فرصت پیدا می‌کند افت فشار را در بیست سال پایانی دوره پیش‌بینی کاهش دهد. به همین خاطر در بازه بین سال‌های ۲۰۵۰ تا ۲۰۷۰ فشار مخزن افزایش پیدا می‌کند.

**شکل ۴** حرکت سطح تماس آب-نفت را در دوره تاریخیچه و زمان پیش‌بینی نشان می‌دهد. ضریب تعیین ( $R^2$ ) به‌دست آمده با مقادیر سطح تماس آب-نفت محاسبه شده توسط موازنه مواد و مدل شبیه‌سازی برابر با ۰/۹۷ است که تطابق بسیار خوبی را نشان می‌دهد. سطح تماس آب - نفت از در طول کل بازه تولید از ۸۴۱۱ ft به ۷۳۵۰ ft کاهش پیدا می‌کند. این بدان معنی است که ۱۰۶۱ ft از ۱۶۷۸ ستون نفتی مخزن آبزده شده است. باید توجه کرد با توجه به افزایش تولید روزانه از

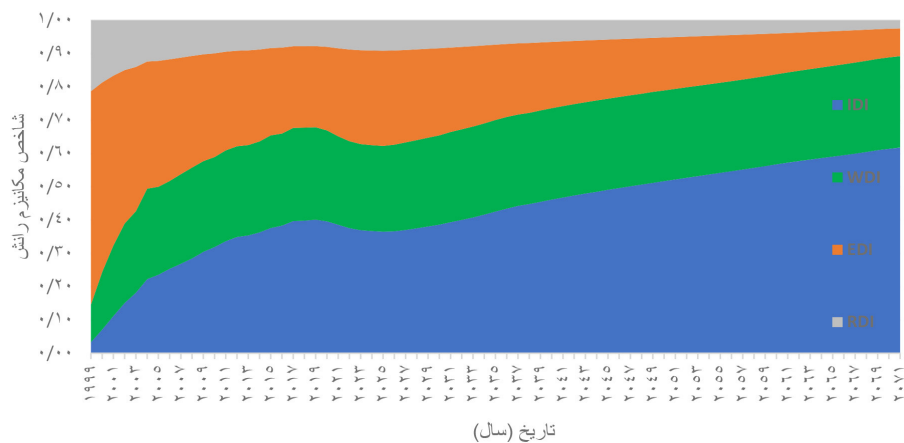


شکل ۳ فشار مخزن پیش‌بینی شده با نرخ نفت هدف ثابت



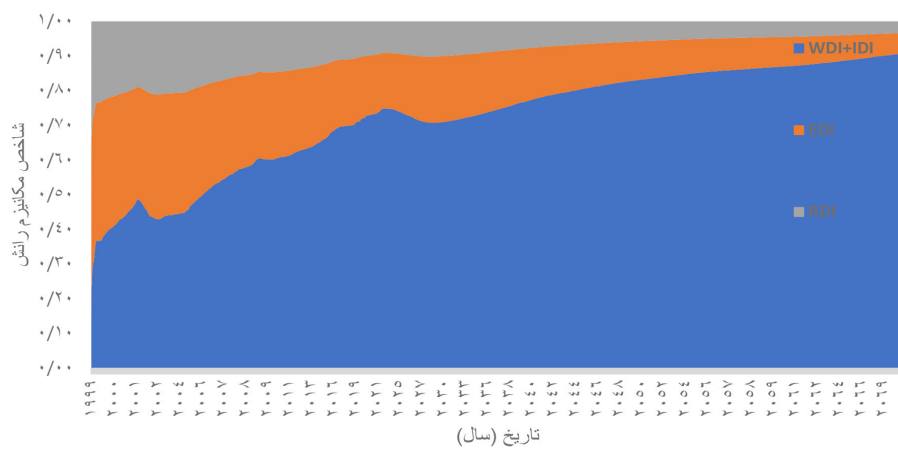
شکل ۴ حرکت سطح تماس نفت-آب

مدل موازنه مواد



شکل ۵ مقایسه شاخص‌های رانش در بازه تولید میدان با نمودار انرژی (مدل MB)

شبیه سازی



شکل ۶ مقایسه شاخص‌های رانش در بازه تولید میدان با نمودار انرژی (مدل شبیه‌سازی)

• مدل آرونوفسکی برای کمی‌سازی مکانیزم آشام آب در منطقه آبزده در معادله جدید موازنه مواد یک بعدی استفاده شد. داده‌های مشاهده شده سطح تماس آب - نفت برای تطابق پارامترهای مدل آرونوفسکی مورد نیاز است.

• روش موازنه مواد یک بعدی میتواند سطح تماس آب - نفت که یک پارامتر حیاتی در مدیریت مخازن کربناته شکافدار طبیعی را فقط با استفاده از تطابق تاریخچه و بدون نیاز به داده‌های خواص سنگ تعیین کند.

• تطابق نزدیک نتایج مدل موازنه مواد یک بعدی و شبیه‌سازی عددی دقیق میدان KHZ\_A اعتبار و دقت مدل جدید موازنه مواد یک بعدی را تأیید کرد.

• مهمترین تفاوت مدل ارائه شده با مدل شبیه‌ساز این است که در شبیه‌ساز از مدل کلاسیک وارن و روت برای مدل‌سازی جریان بین ماتریس و شکاف استفاده می‌شود که نیاز به پارامترهایی مانند ارتفاع بلاک، خواص سنگ و سیال دارد که عموماً عدد دقیق این پارامترها برای یک مخزن مشخص نیست و باید در فاز تطابق تاریخچه به‌دست آورده شوند در حالی که در مدل ارائه شده از نمودار اشباع برای مدل‌سازی بین شکاف و ماتریس استفاده می‌شود که این نمودار با استفاده از تطابق تاریخچه به‌دست می‌آید.

• یکی از محدودیت‌های اصلی این مدل این است که فقط برای مخازن زیر اشباع قابل استفاده است و نمی‌توان برای مخازن دارای کلاهک گازی استفاده شود. برای اینکه بتوان از این مدل برای این نوع مخازن هم استفاده شود باید مکانیزم ریزش ثقلی مدل‌سازی شود و به مدل موجود اضافه شود.

• باید توجه داشت این مدل تنها برای مخازنی که سطح تماس آب-نفت در آنها قابل محاسبه است و تاریخچه‌ای از سطح تماس آب - نفت وجود دارد قابل استفاده است و برای مخازنی که لایه‌ای هستند و سطح تماس‌های مختلف آب - نفت در آنها وجود

شاخص‌های رانش با نتایج شبیه‌سازی عددی دقیق نشان داده شده در شکل ۶ به خوبی هم‌خوانی دارند. از نمودار موازنه مواد مشخص است که شاخص رانش آشام آب مکانیزم بازیافت غالب در طول دوره تولید برای میدان KHZ\_A است. این مکانیزم به طور صریح شده در شکل ۶ کمی‌سازی نشده است که همان‌طور که قبلاً ذکر شد این یک نقص عمده برای مدل‌های شبیه‌ساز است که نمی‌توانند این مکانیزم را به صورت کمی بیان کنند.

### نتیجه‌گیری

تکنیک موازنه مواد (MB) یک روش ارزیابی کارآمد و ساده برای عملکرد مخزن است که میتواند برنامه ریزی تولید را تسهیل کند. معادله موازنه مواد سنتی به دلیل نادیده گرفتن برخی از مکانیزم‌های اصلی تولید در مخازن طبیعی شکافدار (NFRs) مانند آشام آب در منطقه آبزده، دچار مشکل است.

در مقاله یک معادله جدید موازنه مواد توسعه داده شد تا تأثیر مکانیزم آشام آب بر تولید نفت از مخازن شکافدار زیر اشباع با آبخوانهای فعال تعیین شود. داده‌های واقعی میدان KHZ\_A در جنوب غربی ایران برای آزمایش و اعتبارسنجی این روش استفاده شد که دقت، اعتبار و عملکرد آن را نشان داد. بر اساس این مطالعه، نتایج زیر به دست آمد:

- یک معادله موازنه مواد یک بعدی موفق برای محاسبه فشار، سطح تماس آب-نفت و خواص سیال در یک مخزن تخلخل دوگانه عمودی توسعه داده شد.
- برای اولین بار، آشام آب که یکی از مکانیزم‌های اصلی تولید در مخازن کربناته شکافدار طبیعی است علاوه بر سایر مکانیزم‌های سنتی مانند رانش گاز محلول، رانش انبساط سنگ و آب همراه و رانش آب سفره آبخوان به طور صریح کمی‌سازی شد.
- این روش در مقایسه با روش موازنه مواد سنتی نیاز به داده‌های اضافی از جمله تاریخچه سطح تماس آب - نفت و حجم‌های تخلخل و هیدروکربن نسبت عمق دارد.

دارد مانند میدان اهواز قابل استفاده نیست.

### علائم و نشانه‌ها

Cf = تراکم پذیری سنگ،  $\text{psia}/1, 1/\text{Lt}^2 \text{ m}$

Cw = تراکم پذیری آب،  $\text{psia}/1, 1/\text{Lt}^2 \text{ m}$

erf = تابع خطا

EDI = شاخص رانش انبساط نفت

IDI = شاخص رانش *imbibition*

L = بعد مشخصه،  $\text{L}$ ، فوت

P = فشار،  $\text{psia}$ ،  $\text{m}/\text{L}^3$

$P\Delta$  = اختلاف فشار در رابط مخزن/آبخوان،  $\text{psia}$

p = فشار در زیر واحدهای عمودی،  $\text{psia}$

PV = حجم منافذ، RB،  $\text{L}^3$

Q = کل تولید نفت، STB،  $\text{L}^3$

q = نرخ دبی نفت چاه،  $\text{STB}/\text{day}$ ،  $\text{L}^3/\text{t}$

$Q_{\text{efo}}$  = تولید نفت در واحد شکاف با مکانیزم انبساط

نفت، STB،  $\text{L}^3$

$Q_{\text{emo}}$  = نفت تولید شده توسط مکانیزم انبساط نفت

در ناحیه نفتی واحد ماتریس، STB،  $\text{L}^3$ .

$Q_{\text{emw}}$  = تولید نفت به وسیله مکانیزم انبساط نفت

منطقه آبزده واحد ماتریس، STB،  $\text{L}^3$

$Q_{\text{imw}}$  = تولید نفت با مکانیزم آشام در منطقه آبزده

واحد ماتریس، STB،  $\text{L}^3$

$QRf$  = تولید نفت با انبساط سنگ و آب همراه در

شکاف، STB،  $\text{L}^3$

$QRm$  = تولید نفت با انبساط سنگ و آب همراه در

ماتریس، STB،  $\text{L}^3$

$Qwfw$  = نفت تولید شده توسط مکانیزم رانش آب

سفره آبخوان در واحد شکاف، STB،  $\text{L}^3$

RDI = شاخص رانش انبساط سنگ و آب همراه

Rs = نسبت گاز به نفت محلول،  $\text{scf}/\text{STB}$ ،  $\text{L}^3/\text{L}^3$

sw = اشباع آب

swc = اشباع آب connate

swmax = اشباع آب نهایی در بلوک ماتریس

t = زمان، day

tD = زمان بدون بعد

Under-saturated = زیر اشباع

WDI = شاخص رانش آب سفره آبخوان

We = هجوم آب، STB،  $\text{L}^3$

WeD = هجوم آب بدون بعد

### یونانی

$\lambda$  = ضریب مقیاس بندی شدن،  $1/\text{t}$ ،  $1/\text{day}$

$\mu$  = ویسکوزیته،  $\text{cP}$ ،  $\text{m}/\text{Lt}$

$\rho$  = چگالی،  $\text{lbm}/\text{ft}^3$ ،  $\text{m}/\text{L}^3$

$\phi$  = تخلخل

$\omega$  = ضریب مقیاس بندی شدن،  $1/\text{t}$ ،  $1/\text{day}$

### پایین نویسی‌ها

cal = مقدار محاسبه شده توسط معادله MB

f = شکاف

g = فاز گاز

i = شمارنده چاه

k = شمارنده واحدهای فرعی که از تاج به پایین

اندازه گیری می شود.

m = ماتریس را نشان می دهد

n = شمارنده گام زمانی

o = فاز نفت

obs = داده های مشاهده ای

### بالا نوشته‌ها

cal = مقدار محاسبه شده توسط معادله MB

f = شکاف

m = ماتریس

MB = مقدار محاسبه شده با روش MB

std = استاندارد

### مخفف

CGR = نسبت میعانات به گاز

NFRs = مخازن کربناته شکاف دار طبیعی

OWC = سطح تماس نفت-آب

## مراجع

- [1]. Alcantara, R., Ham, J., & Paredes, J. (2017). Applications of material balance for determining the dynamic performance of fractures in a dual-porosity system in HP-HT reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference, DOI: <https://doi.org/10.2118/187694-MS>.
- [2]. Pletcher, J. (2002). Improvements to reservoir material-balance methods. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 5(01), 49-59. doi.org/10.2118/75354-P.
- [3]. Mittermeir, G. M. (2015). Material-balance method for dual-porosity reservoirs with recovery curves to model the matrix/fracture transfer. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 18(02), 171-186.. doi.org/10.2118/174082-PA.
- [4]. Pirker, B., Mittermeir, G. M., & Heinemann, Z. E. (2007). Numerically Derived type curves for assessing matrix recovery factors. EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, doi: <https://doi.org/10.2118/107074-MS>.
- [5]. Warren, J., & Root, P. J. (1963). The behavior of naturally fractured reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal, 3(03), 245-255. doi.org/10.2118/426-PA.
- [6]. Rashid, M. M. U., & Hossain, M. E. (2021). A critical review on material balance equation. Energy and Thermofluids Engineering, 1, 11-28. doi.org/10.38208/ete.v1i1.7.
- [7]. Rahmati, N., Rasaei, M.-R., Torabi, F., & Dabir, B. (2019). Incorporating Gravity Drainage and Reimbibition Mechanisms in Traditional Material Balance Equation for Fractured Oil Reservoirs: Mathematical Modeling and Simulation Analysis. Journal of Porous Media, 22(3). . doi: 10.1615/JPorMedia.2019019718.
- [8]. Huapaya Lopez, C. A. (2005). The imbibition process of waterflooding in naturally fractured reservoirs Texas A&M University. hdl.handle.net/1969.1/1632.
- [9]. Mattax, C. C., & Kyte, J. (1962). Imbibition oil recovery from fractured, water-drive reservoir. Society of Petroleum Engineers Journal, 2(02), 177-184. doi.org/10.2118/187-PA.
- [۱۰]. خسروی، ر.، چهاردولی، م. و سیمجو، م. (۲۰۲۱). مدل سازی عددی فرآیند آشام خودبخودی آب در یک بلوک مخزن شکافدار و بررسی اثر شرایط مرزی مختلف بر بازیافت نفت. نشریه مهندسی مکانیک دانشگاه تبریز، ۵۱. doi.org/10.22034/jmeut.2022.10922.
- [11]. Abd, A. S., Elhafyan, E., Siddiqui, A. R., Alnoush, W., Blunt, M. J., & Alyafei, N. (2019). A review of the phenomenon of counter-current spontaneous imbibition: Analysis and data interpretation. Journal of Petroleum Science and Engineering, 180, 456-470. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.066
- [12]. Belhaj, A. F., Fakir, S. H., Singh, N., & Sarma, H. K. (2023). A comparative enhanced oil recovery study between low-salinity water and hybrid surfactant process for a carbonate reservoir. SPE Western Regional Meeting. doi.org/10.2118/212959-MS.
- [13]. Harimi, B., Masihi, M., Mirzaei-Païman, A., & Hamidpour, E. (2019). Experimental study of dynamic imbibition during water flooding of naturally fractured reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 174, 1-13. doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.008.
- [14]. Abdurrahman, M., Shin, B. D. A. H., & Novriansyah, A. (2020). Predicting of Oil Water Contact Level using Material Balance Modeling of a Multi-tank Reservoir. ICoSET.
- [15]. Tian, W., Wu, K., Gao, Y., Chen, Z., Gao, Y., & Li, J. (2021). A critical review of enhanced oil recovery by imbibition: Theory and practice. Energy & Fuels, 35(7), 5643-5670. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c00199.
- [16]. Amiry, M. T. (2014). Modeling Flow Behavior in Naturally Fractured Reservoirs University of Leoben
- [17]. Steiner, C. (2018). A Recovery Curve Based Method for Calculation of the Matrix-Fracture Mass Transfer in Naturally Fractured Petroleum Reservoirs.
- [18]. de Swaan, A. (1978). Theory of waterflooding in fractured reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal, 18(02), 117-122. doi.org/10.2118/5892-PA
- [19]. Kazemi, H., Gilman, J., & Elsharkawy, A. (1992). Analytical and numerical solution of oil recovery from fractured reservoirs with empirical transfer functions. SPE Reservoir Engineering, 7(02), 219-227. doi.org/10.2118/19849-PA.
- [20]. Aronofsky, J. S., Masse, L., & Natanson, S. G. (1958). A model for the mechanism of oil recovery from the porous matrix due to water invasion in fractured reservoirs. Transactions of the AIME, 213(01), 17-19. doi.org/10.2118/932-G.
- [21]. Tarek, A., & Nathan, M. (2012). Advanced Reservoir management and engineering. Amsterdam, Gulf Professional Pub.
- [22]. Van Everdingen, A., & Hurst, W. (1949). The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. Journal of Petroleum Technology, 1(12), 305-324. doi.org/10.2118/949305-G.



# An Innovative 1-D Material Balance Model for Undersaturated Naturally Fractured Carbonate Reservoirs by Introducing Water Imbibition Drive Index

Rahim Nazarinia<sup>1</sup>, Mohammad Reza Rasaei<sup>1</sup> \* and Negin Rahmatia<sup>2</sup>

1. Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran

2. Petropars Ltd., Oil and Gas Company, Tehran, Iran

mrasaei@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2025.5558.3465

Received: October 21, 2024

Accepted: January 29, 2025

## Introduction

Carbonates hold a significant portion of the hydrocarbon reserves in the world. In the Middle East, the majority of these reservoirs are naturally fractured carbonate reservoirs (NFRs), which makes their management and exploitation a challenging task [1]. Gas and oil can be moved toward the wellbore using a reservoir's inherent energy. These energy sources are known as driving mechanisms when they are utilized in this way. A higher final hydrocarbon recovery may be possible if the drive mechanism(s) within a reservoir are identified and characterized early on [2]. The modeling of NFRs is based on the dual-continuum concept; in this approach, properties such as porosity, permeability, pore volume, and capillary pressure are defined and assigned for the matrix and fracture continuums [3]. Furthermore, NFRs have most of their pore volume located in the matrix section, which usually has a low permeability. On the other hand, fractures in NFRs have high permeability but low pore volume. In addition, as a result, in NFRs, the matrix acts as a source or sink of fluids to or from the fractures [4]. Moreover, the most common approach to capture fluid exchange between matrix and fracture is the warren and root transfer function based on an idealized sugar-cub model of fractured porous rock [5]. Moreover, this approach calculates the transfer function using capillary, gravitational, and viscous forces based on matrix-block shape, rock and fluid properties. Commercial reservoir simulators consider

all these properties and driving forces when studying NFRs.

Rahmati and Rasaei were the first to introduce the MB equation for volumetric NFRs which it takes into account the impact of gravity drainage and re-imbibition phenomena as a complementary driving mechanism of oil production [6].

Despite the numerous studies conducted on the material balance of fractured reservoirs, the imbibition mechanism is not considered in MBE and needs to be incorporated as a separate mechanism in the material balance model. Imbibition is the process of an immiscible displacement where the wetting phase, usually water, spontaneously enters the porous media and displaces the non-wetting phase, usually oil, from the matrix. The fluids and the pore walls have distinct attraction forces, which causes these phenomena. Moreover, in NFRs, in the presence of an active aquifer or during water flooding process, imbibition is crucial to the recovery of oil from the matrix blocks that are inaccessible to external pressure gradients during waterflood [7].

In this article, we extend the MBE and reformulate it to consider the water imbibition as a separate driving mechanism for oil production alongside the other driving mechanisms in NFRs.

## Materials and Methods

The herein-introduced 1-D material balance for NFRs is derived with the following assumptions:

- The reservoir exhibits consistent porosity and permeability over its entirety.
- The reservoir fluids are in hydrostatic equilibrium throughout all reservoir units; the matrix unit contains oil with connate water, and the fracture unit contains oil only at the initial time above OWC level.
- The reservoir can be considered as an isothermal system.
- Reservoir has no initial gas cap, and it remains undersaturated during production.
- Production occurs via the fracture unit.
- Complete phase segregation is considered in the fracture unit, i.e., only oil and water saturation in the fracture can be 1 or 0.
- The oil-water contact exhibits uniformity over the whole reservoir.
- The following matrix-recovery mechanisms are taken into consideration:  
... The topic of discussion is depletion, specifically focusing on single-phase expansion and solution gas drive. The drive mechanism exhibits activity across the entirety of the model. The subsequent discussion refers to sections of the model-driven solely by depletion, referred to as oil zones.  
... The phenomenon of water displacement; the water drive mechanism is exclusively operational in matrix sections where the neighboring fractures contain water. The water zone subsequently denoted as a water-invaded zone, is situated beneath the dynamic oil-water contact (OWC).
- The horizontal pressure within the reservoir remains consistent, whereas there exists a vertical pressure gradient resulting in pressure variations in the vertical direction. Consequently, as a departure from the conventional MBE method, the employed approach can be described as a one-dimensional (1-D) model.
- The average field pressure across the entire reservoir

is utilized to determine the pressure within its sub-units. This pressure can be determined from the individual well

## Results and Discussion

A FORTRAN code was developed to examine our proposed 1-D material balance method in a dual porosity reservoir in Iran (KHZ\_A field).

The KHZ\_A field is a fractured carbonate oil reservoir in southwest Iran and has been produced for over 30 years. The KHZ\_A field has a 44 km length and 7 km width, and its original oil in-place (OOIP) is estimated to be 3.9 MMM STB. Production started in 2000, and more than 130 MM STB of oil has been produced through 14 vertical wells, corresponding to a field recovery factor of 3.3 %. The bubble point pressure is 987 psia at 221 oF, the initial pressure is 4111 psia, and the current pressure is 3720 psia. During the entire production history, the oil remains undersaturated. The crest and initial oil-water contact are placed at 6733 ft and 8411 ft, below sea level respectively, which gives the initial oil column thickness of 1678 ft.

Fig. 1 depicts the movement of oil-water contact during the historical period and predicted time. Again, the oil-water contacts calculated by MB and the simulation model show a very good agreement. The depth of the oil-water contact changed from 8024 ft to 7350 ft. The field produced about 750 million STB at the end of the simulation period, corresponding to a field recovery factor of 19%. Fig. 2 demonstrates the energy plots for the KHZ\_A field. This plot is based on the calculated driving indexes by MB. We can analyze the impact of each drive mechanism on production referring to Fig. 2. Moreover, it is evident from the MB plot that the imbibition drive is the dominant recovery mechanism throughout the production period for the KHZ\_A field.

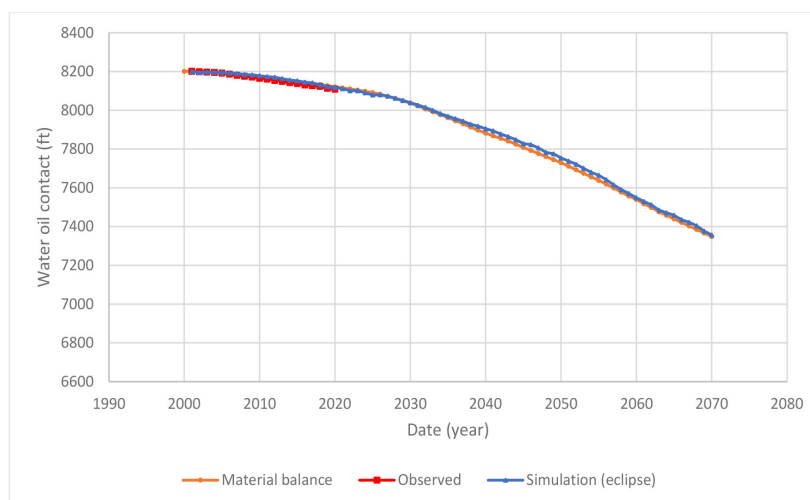


Fig. 1 Predicted the movement of the oil-water contact.

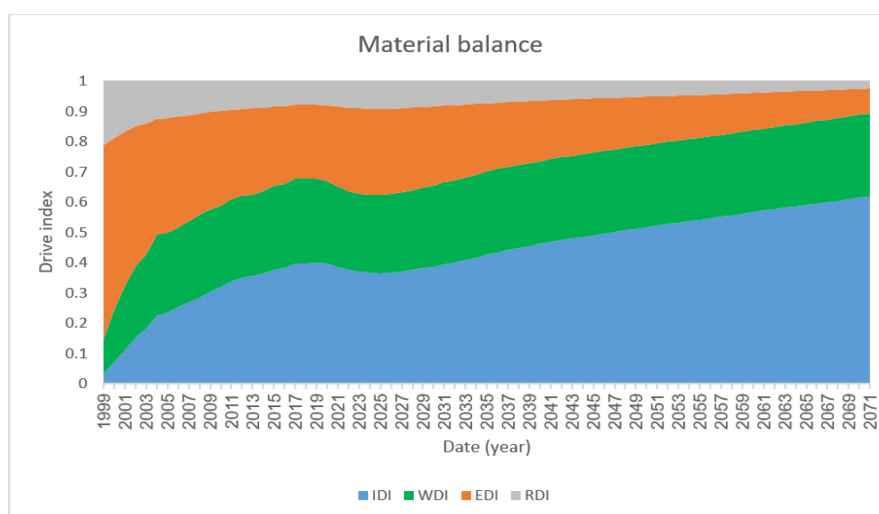


Fig. 2 Comparison of the driving indexes during field production by energy plot.

## Conclusions

Material Balance (MB) computation is an efficient and simple evaluation method of reservoir performance which can facilitates subsequent production planning. The conventional MB equation suffers from negligence of some major production mechanisms in Naturally Fractured Reservoirs (NFRs) such as water imbibition in water invaded zone.

Here we developed a new MB equation to determine the impact of the water imbibition mechanism on oil production from undersaturated fractured reservoirs with active aquifers. Furthermore, real field data from the KHZ\_A field in southwest Iran was used to test and validate this method, demonstrating its accuracy, robustness, and performance. Based on this study, the following conclusions can be drawn:

- A successful 1-D MB was developed to calculate pressure and fluid properties in a vertically oriented dual porosity reservoir.
- For the first time, we explicitly quantified the water imbibition as one of the main mechanisms driving the production of NFRs, in addition to other conventional mechanisms of solution gas drive, rock and water expansion drive and aquifer water drive.
- This method requires additional data, including oil-water contact history and pore and hydrocarbon volumes vs. depth, compared to the conventional MB approach.
- Aronofsky model is used to quantify the water imbibition mechanism of water invaded zone in the new 1-D MB equation. Oil-water contact observed data are needed to adjust the parameters of Aronofsky model.
- Close agreement of the results of the 1-D MB model and detail numerical simulation of KHZ\_A field validated the reliability and accuracy of the new 1-D MB model.
- The 1-D MB approach can determine the oil-water

contact, a crucial parameter in NFRs management, just by using history matching and without the need for data on rock properties.

## References

1. Alcantara, R., J. Ham, and J. Paredes. Applications of Material Balance for Determining the Dynamic Performance of Fractures in a Dual-Porosity System in HP-HT Reservoirs. in SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2017. OnePetro DOI: <https://doi.org/10.2118/187694-MS>.
2. Pletcher, J., Improvements to reservoir material-balance methods. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2002. 5(01): p. 49-59.
3. Mittermeir, G.M., Material-balance method for dual-porosity reservoirs with recovery curves to model the matrix/fracture transfer. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2015. 18(02): p. 171-186.
4. Pirker, B., G.M. Mittermeir, and Z.E. Heinemann. Numerically Derived Type Curves for Assessing Matrix Recovery Factors. in EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition. 2007. OnePetro DOI: <https://doi.org/10.2118/107074-MS>.
5. Warren, J. and P.J. Root, The behavior of naturally fractured reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal, 1963. 3(03): p. 245-255.
6. Rahmati, N., et al., Incorporating Gravity Drainage and Reimbibition Mechanisms in Traditional Material Balance Equation for Fractured Oil Reservoirs: Mathematical Modeling and Simulation Analysis. Journal of Porous Media, 2019. 22(3).
7. Huapaya Lopez, C.A., The imbibition process of waterflooding in naturally fractured reservoirs. 2005, Texas A&M University.