

یک مدل نوآورانه موازنه مواد ۱ بعدی برای مخازن کربناته شکافدار طبیعی زیر اشباع با معرفی شاخص رانش آشام آب

رحیم نظری نیا^۱، محمدرضا رسایی^{۲*}، نگین رحمتی^۳

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

^۳پتروپارس شرکت نفت و گاز ایران، تهران، ایران

*نویسنده مسئول؛ پست الکترونیک: mrasaiei@ut.ac.ir

چکیده

تکنیک موازنه مواد (MB) عمدتاً برای تعیین حجم اولیه نفت و گاز در یک مخزن، تخمین شاخص های رانش تولید استفاده می شود، و عملکرد مخزن را تحت سناریوهای مختلف تولید پیش بینی می کند. مکانیزم های تولید اضافی مانند ریزش ثقیلی و آشام آب می توانند مکانیزم های تولید غالب در مخازن شکافدار نفتی باشند که در تکنیک موازنه مواد معمولی در نظر گرفته نمی شوند. 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 داده های روش موازنه مواد معمولی نیاز به داده های مشاهده ای 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 مدل های 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 شاخص های رانش تولید است. این کد با موفقیت بر روی یک مخزن واقعی اعمال شد. نتایج مدل توسعه یافته با مقایسه با نتایج شبیه سازی عددی برای میدان KHZ_A اعتبارسنجی شد. ضریب تعیین (R^2) برای داده های فشار متوسط مخزن برابر با ۰.۹۸۷ و برای داده های سطح تماس آب - نفت برابر با ۰.۹۷ بدست آمد که نشان دهنده تطابق بسیار خوب بین نتایج مدل موازنه مواد و شبیه ساز مخزن است. همچنین با توجه به نمودار انرژی در پایان دوره پیش بینی مشخص شد بیش از ۶۰ درصد از انرژی مخزن برای تولید نفت توسط مکانیزم رانش آشام آب تامین می شود.

کلید واژه ها: سیستم های تخلخل دوگانه، شاخص رانش آشام، موازنه مواد یک بعد

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 بهره برداری از آنها را برای مهندسين نفت به یک وظیفه چالش برانگیز تبدیل می کند [۱]. گاز و نفت را می توان 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 مکانیزم های رانش شناخته می شوند. اگر مکانیزم (های) رانش در یک مخزن زودتر شناسایی و مشخص شود، ممکن است بازیافت نهایی بالاتری امکان پذیر باشد. [۲].

مدل سازی NFR ها بر اساس مفهوم تخلخل دوگانه است. در این روش، خواصی مانند تخلخل، تراوایی، حجم منفذ و فشار موینگی برای محیط های ماتریس و شکاف تعریف و تخصیص داده می شوند [۳]. در NFR ها بیشتر حجم منافذ در قسمت ماتریس قرار دارند که معمولاً تراوایی کمی دارد. از طرف دیگر، شکاف در NFR ها دارای تراوایی بالا اما حجم منافذ کم است. در نتیجه، در NFR ها، ماتریس به عنوان منبع یا مخزن سیالات عمل می کند و شکاف راه ارتباطی بین ماتریس و چاه است [۴]. متداول ترین رویکرد برای مدل سازی تبادل سیال بین ماتریس و شکاف، تابع انتقال وارن و روت است که بر اساس یک مدل مکعب ایده آل 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 می کند. شبیه سازهای تجاری مخزن تمام این ویژگی ها و نیروهای رانش را هنگام مطالعه NFR ها در نظر می گیرند. [۶]

رحمتی و رسایی در یک مطالعه به طور خاص به ادغام دو مکانیزم مهم، یعنی ریزش ثقلی و بازجذب در معادله سنتی موازنه مواد پرداختند. رسایی و رحمتی تلاش کرده اند تا این مکانیزم ها را به معادله سنتی توازن مواد اضافه کنند تا دقت پیش بینی ها و تحلیل ها برای مخازن نفتی شکافدار افزایش یابد. آن ها با استفاده از مدل سازی ریاضی و تحلیل های شبیه سازی، به ارزیابی تأثیرات این مکانیزم ها بر رفتار مخزن و عملکرد تولید پرداخته اند. نتایج این تحقیق نشان می دهد که با در نظر گرفتن ریزش ثقلی و بازجذب در معادله توازن مواد، می توان به دقت بیشتری در تحلیل های مخازن شکافدار دست یافت. [۷]

میترمایر برای اولین بار معادله موازنه موادی را برای مخازن شکافدار توسعه داد که در آن از منحنی های بازیافت 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 منحنی های بازیافت بجای مدل وارن و روت به خوبی میتوان تبادل سیال بین ماتریس و شکاف را مدل کرد. [۳]

علیرغم مطالعات متعددی که در مورد موازنه مواد مخازن شکافدار انجام شده است، مکانیزم آشام در معادله موازنه مواد (MBE) در نظر گرفته نشده است و باید به عنوان یک مکانیزم جداگانه در مدل موازنه مواد گنجانده شود. آشام یک فرآیند جابجایی غیرقابل اختلاط است که در آن فاز تر، معمولاً آب، خود به خود وارد محیط متخلخل می شود و فاز غیر تر را (معمولاً نفت)، از ماتریس جابجا می کند. سیالات و دیواره های منافذ دارای نیروهای جاذبه مشخصی هستند که باعث بروز این پدیده ها می شود. در NFR ها، در حضور یک سفره آب فعال یا در طی فرآیند سیلاب زنی، آشام برای بازیافت نفت از بلوک های ماتریسی، بسیار مهم است [۸]. مطالعات بسیاری این موضوع را تایید کرده اند از جمله مطالعه ماتکس و کایت [۹] همچنین راضیه خسروی و همکارانش با مدل سازی عددی اثر مکانیزم آشام بر میزان بازیافت نفت را بررسی کردند [۱۰]. همچنین عبدالسلام عبد و همکارانش در مطالعه ای که انجام دادند، به بررسی پدیده آشام خودبه خودی مخالف جریان پرداخته اند، با تحلیل و تفسیر داده ها نشان می دهند 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]

بلجایی و همکارانش در مطالعه‌ای که انجام دادند، به مقایسه دو تکنیک بازیافت نفت پیشرفته بوسیله مکانیزم آشام آب، یعنی تزریق آب کم شور و فرآیند ترکیبی سورفاکتانت 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 کرده‌اند که شرایط واقعی مخزن را شبیه‌سازی کنند، شامل شبکه شکاف‌ها، خصوصیات ماتریس و تعاملات سیالات. نتایج کار آن‌ها نشان می‌دهد که چگونه آب از شکاف‌ها به ماتریس نفوذ می‌کند، سرعت جابجایی 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 در سطح تماس نفت - آب (OWC) یا زیر OWC باشد، تولید ۱۰۰٪ 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 تاریخی، قادر به پیش‌بینی OWC است.

در این مقاله، 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، سناریوی تولید بهینه 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 (Water Imbibition) یکی از مهم‌ترین فرایندهای فیزیکی در مهندسی مخازن نفتی است که به جابجایی 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، 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 (Water Imbibition) 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 جابجایی نفت و در نهایت بهبود بازیافت آن کمک کنند. در ادامه، این مکانیزم‌ها به طور کامل توضیح داده می‌شوند:

۱. نیروی موینگی (Capillary Force)

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: (Contact Angle) زاویه تماس بین سطح سنگ و سیال تأثیر زیادی بر نیروی موینگی دارد. در سنگ‌های آب‌دوست (Water-Wet)، زاویه تماس کمتر است و نیروی موینگی قوی‌تر خواهد بود.
- کشش سطحی: (Surface Tension) میزان کشش سطحی بین دو سیال (آب و نفت) تأثیر مستقیم بر نیروی موینگی دارد. افزایش کشش سطحی نیروی موینگی را افزایش می‌دهد.

۲. نیروهای جاذبه (Gravitational Forces)

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.

۳. فشار موئینگی (Capillary Pressure)

فشار موئینگی تفاوت فشار بین آب و نفت درون تخلخل‌های سنگ است. این فشار بر پایه منحنی اشباع‌پذیری سنگ و سیالات مخزن تعیین می‌شود. فشار موئینگی 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.

۴. تراوایی نسبی (Relative Permeability)

تراوایی نسبی میزان قابلیت جریان‌یابی یک سیال در حضور سیال دیگر را توصیف می‌کند. در فرایند 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 کردن 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

گراشنی 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 استفاد از منحنی های بازیافت تحقیق کردند.

روش های زیر می توانند منحنی بازیافت آشام بلوک های ماتریس را تعیین کنند:

- به طور تجربی، آزمایش های آشام بر روی نمونه های مغزه کوچک [۹]
- با استفاده از مدل بلوک منفرد ماتریس
- شبیه سازی عددی کامل میدان
- تطابق تاریخچه

نمونه های مغزه کوچک

آزمایش های آشام بر روی نمونه های مخزن می توانند برای پیش بینی منحنی های بازیافت نفت در مکانیزم آشام برای بلوک های بزرگ ماتریس مخزن استفاده شوند.

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

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

منحنی بازیافت مقیاس شده

محاسبه منحنی های بازیافت برای هر بلوک در یک مدل میدان کامل امکان پذیر نیست. امیری ثابت کرد که منحنی های بازیافت را می توان با توجه به تراوایی، ضریب شکل و تخلخل مقیاس بندی کرد [۱۶]. منحنی بازیافت بر روی محور زمان با استفاده از ضریب مقیاس، ω ، از معادله ۲ تطبیق داده می شود. با استفاده از زمان بدون بعد (معادله ۲)، همه منحنی ها در یک منحنی مقیاس شده ادغام می شوند، در رابطه ۲، μ_o ویسکوزیته نفت، SF ضریب شکل، CO تراکم پذیری نفت، ka تراوایی ظاهری و ω ضریب مقیاس بندی شدن است.

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

تطابق تاریخچه

تطابق تاریخچه در مهندسی نفت یک فرآیند کلیدی است که به دقت، صحت و قابلیت پیش بینی مدل های مخزن کمک می کند. این فرآیند از طریق تنظیم و کالیبراسیون مدل ها، امکان بهینه سازی تولید، کاهش ریسک های عملیاتی و افزایش بهره وری اقتصادی را فراهم می کند. در مدلی که در این مطالعه توسعه داده شده است برای بدست آوردن پارامترهای مختلف از تطابق تاریخچه استفاده می شود که یکی کاربردهای مهم آن بدست آوردن نمودار آشام آب است. نمودار آشام را می توان از هر کدام از روش هایی که در بالا به آن اشاره کرد بدست آورد ولی بهترین و ارزانه ترین روش تطابق تاریخچه است چرا روش های دیگر نیاز به داده های آزمایشگاهی و شبیه سازی مدل کامل میدان با میلیون ها سلول دارند و مدل بلوک منفرد به علت ناهمگن بودن سنگ مخزن نمی تواند 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 بدست 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 از سطح تماس آب - نفت فقط حاوی نفت است.
- مخزن را می توان به عنوان یک سیستم همدم در نظر گرفت.
- مخزن کلاهی اولیه گاز ندارد، و در طول تولید زیر اشباع باقی می ماند.
- تولید از طریق واحد شکاف انجام می شود.
- تفکیک فاز کامل در واحد شکاف در نظر گرفته می شود، یعنی، اشباع نفت و آب در شکاف فقط می تواند ۱ یا ۰ باشد.
- سطح تماس نفت - آب در کل مخزن یکنواخت است.
- فشار متوسط کل مخزن برای تعیین فشار درون واحدهای فرعی استفاده می شود. این فشار را می توان 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 ۱ بعدی

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

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
- (۲) تعیین فشار واحدهای فرعی با استفاده از فشار اولیه در عمق مبنا
- (۳) تعیین خواص سیال برای همه واحدهای فرعی

مکانیزم های تولید نفت را می توان به عنوان مکانیزم های وابسته به اشباع یا وابسته به فشار طبقه بندی کرد:

۱. 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.

۲. 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 شده اند، نفت از بلوک‌های ماتریس توسط مکانیزم آشام آب تولید می‌شود. نفت تولید شده توسط مکانیزم آشام (Q_{imw}) با معادله زیر به دست می‌آید:

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

زیرنویس‌های k, n, i, m و w به ترتیب شمارنده واحد فرعی، گام زمانی، آشام، ماتریس و منطقه تحت نفوذ آب 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 t_n است.

نفت تولید شده توسط مکانیزم انبساط نفت در ناحیه نفتی واحد ماتریس (Q_{emo}) به صورت زیر محاسبه می‌شود:

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

$s_{w_{c,k,n}}$ نشان دهنده 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 آبرده (Q_{emw}) با استفاده از معادله زیر به دست می‌آید:

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

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 آبرده 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 آبرده (Q_{Rm}) با رابطه زیر به دست می‌آید:

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

به طور مشابه، تولید نفت شکاف توسط سنگ و انبساط آب همراه از هر دو منطقه نفتی و آبرده (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، CW و Cf پارامترهای تراکم پذیری آب و سنگ هستند. لازم به ذکر است که در واحد شکاف آب همراه در نظر گرفته نمی شود.

نفت تولید شده توسط مکانیزم رانش آب سفره آبخوان در واحد شکاف (Q_{wfw}) از طریق رابطه زیر به دست می آید:

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

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 مکانیزم های مختلف را نشان می دهد:

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

در شرایطی که چندین مکانیزم رانش به طور همزمان در NFR ها 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 می کنیم:

$$WDI = \frac{Q_{wfw}}{Q} = \text{شاخص حرکت آب} \quad (14)$$

$$IDI = \frac{Q_{imw}}{Q} = \text{شاخص رانش آشام} \quad (15)$$

$$EDI = \frac{Q_{emo} + Q_{emw} + Q_{efo}}{Q} = \text{شاخص رانش انبساط نفت} \quad (16)$$

$$RDI = \frac{Q_{Rf} + Q_{Rm}}{Q} = \text{شاخص رانش انبساط سنگ و آب همراه} \quad (17)$$

لازم به ذکر است که این کار برای اولین بار شاخص رانش آشام آب را برای NFR ها ارائه و تعریف می کند.

معادله ۱۳ را می توان به اختصار و به صورت زیر بیان کرد:

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

مجموع شاخص های رانش همیشه برابر با یک 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.

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

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

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

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 تابع خطا است، 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 بدست می آید.

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

نتایج و بحث

پیاده 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 کریناته 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 کیلومتر طول و ۷ کیلومتر عرض و نفت درجای آن ۳.۹ 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 درصد است. فشار نقطه حباب در دمای ۲۲۱ درجه فارنهایت، ۹۸۷ پام است فشار اولیه ۴۱۱۱ پام است و فشار فعلی ۳۷۲۰ پام است. در طول کل تاریخ تولید، نفت زیر اشباع باقی می ماند. تاج و سطح تماس اولیه نفت - آب به ترتیب در ۶۷۳۳ فوت و ۸۴۱۱ فوت زیر سطح دریا قرار دارند که ضخامت ستون نفت اولیه ۱۶۷۸ فوت 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 مینا، 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.

مرحله تطابق تاریخچه

پارامترهای مدل آرونوفسکی (برای نرخ آشام آب به بلوک‌های ماتریس) و مدل آبخوان باید برای پیش‌بینی‌های آینده محاسبه شوند. روش تطابق تاریخیچه 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 ۰.۰۱ 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 ۰.۰۲۵ و حداکثر اشباع آب، ۰.۴ بدست 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 به دست 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)	تراکم پذیری کل (1/psia)	شعاع مخزن (ft)	ضخامت مخزن (ft)	زاویه هجوم/۳۶۰	شعاع بدون بعد
۰.۰۰۸	۰.۱۱	۰.۴۴۹	۰.۰۰۰۰۰۵۸	۱۷۰۰۰	۵۰۰	۱	۳

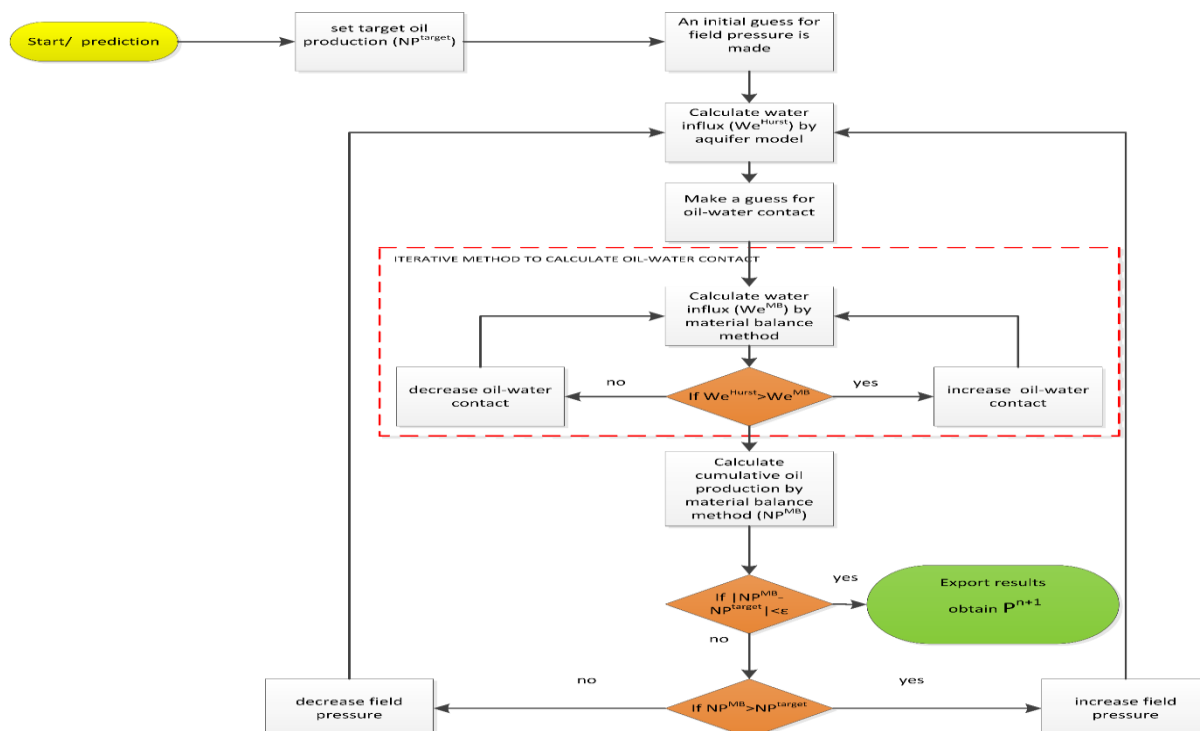
مرحله پیش بینی

با استفاده از مدل تطابق گرفته شده، پیش بینی عملکرد آینده مخزن با ایجاد یک سناریوی تولید نفت هدف امکان پذیر 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 (WeHurst) 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 می‌شود و به مرحله ۳ برگشت می‌شود

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



شکل ۱ فلوچارت فاز پیش بینی

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، به دلیل پیچیدگی معادلات درگیر، نیاز به استفاده از روش تکراری در مراحل ۴ تا ۷ است. شکل ۱ فلوچارت مراحل فاز پیش بینی را نمایش می‌دهد.

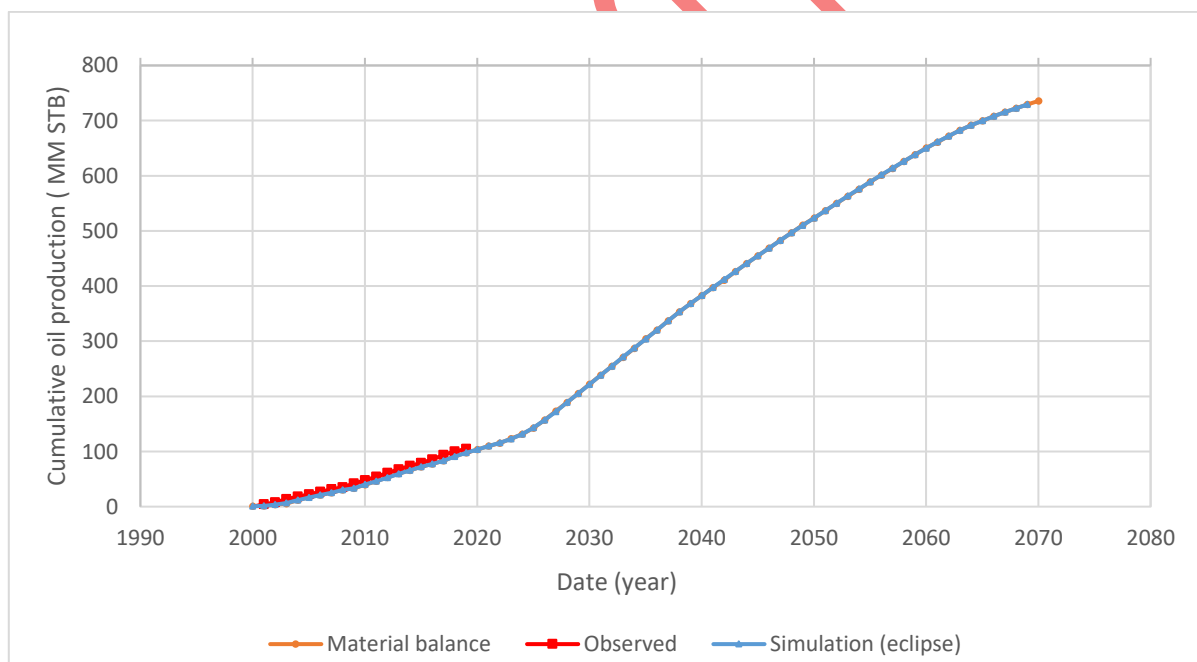
تولید نفت داده ورودی به مدل موازنه مواد است، همانطور که در شکل ۲ نشان داده شده است نفت تولیدی برای مدل موازنه مواد برابر با نفت تولیدی در مدل شبیه سازی میدان است که با برش آب محدود شده است. این کار به این دلیل انجام شد که مدل‌های موازنه مواد چاه محور نیستند و باید تولید کل میدان به عنوان ورودی به این مدل‌ها داده شود به همین خاطر تولید کل میدان از شبیه ساز خروجی گرفته شد و به عنوان ورودی به مدل موازنه مواد داده شد.

در شکل ۳، فشار میدان KHZ_A در طول دوره تاریخیچه و پیش بینی نشان داده شده است. ضریب تعیین (R^2) محاسبه شده با مقادیر فشار بدست آمده توسط روش موازنه مواد و مدل شبیه سازی برابر با ۰.۹۸۷ است که تطابق خوبی را نشان می‌دهد. فشار میدان از ۳۷۶۰ پام به ۳۲۵۰ پام در طول ۵۰ سال کاهش یافته است. در دوره پیش بینی، مخزن همچنان زیر اشباع باقی می‌ماند. میدان KHZ_A دارای آبدۀ 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 آبدۀ فرصت پیدا می‌کند افت فشار را در بیست سال پایانی دوره پیش بینی کاهش دهد به همین خاطر در بازه بین سال‌های ۲۰۵۰ تا ۲۰۷۰ فشار مخزن افزایش پیدا می‌کند.

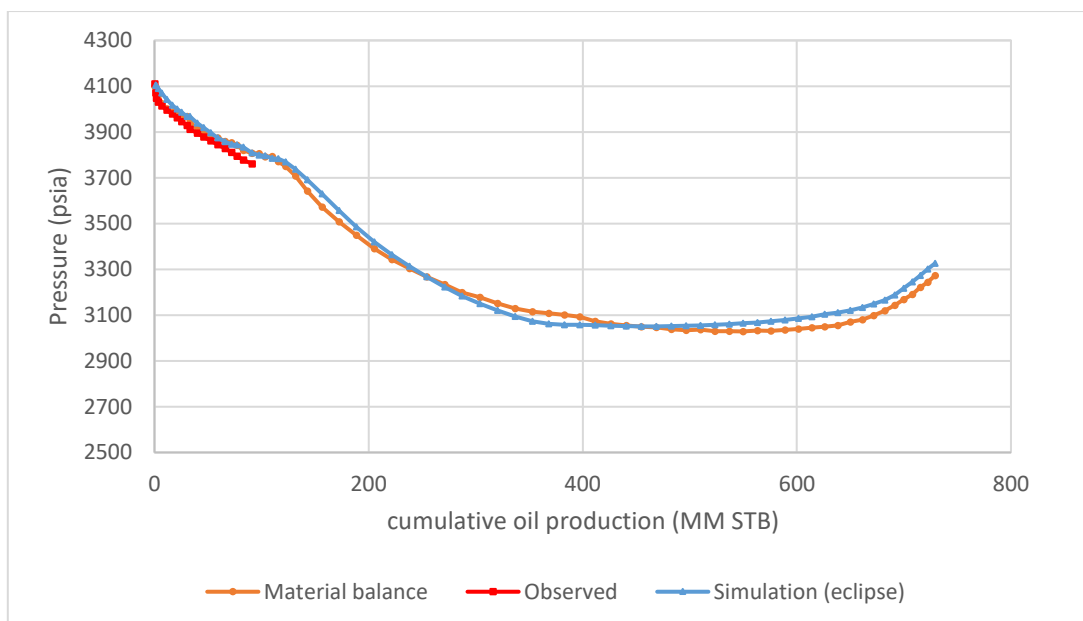
شکل ۴ حرکت سطح تماس آب - نفت را در دوره تاریخیچه و زمان پیش بینی نشان می‌دهد. ضریب تعیین (R^2) بدست آمده با مقادیر سطح تماس آب - نفت محاسبه شده توسط موازنه مواد و مدل شبیه سازی برابر با ۰.۹۷ است که تطابق

بسیار خوبی را نشان میدهد. سطح تماس آب - نفت از در طول کل بازه تولید از ۸۴۱۱ فوت به ۷۳۵۰ فوت کاهش پیدا می‌کند. که این بدان معنی است که ۱۰۶۱ فوت از ۱۶۷۸ فوت ستون نفتی مخزن آبرده شده است. باید توجه کرد با توجه به افزایش تولید روزانه از 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 محدودیت های عملیاتی نرخ تولیدی به گونه‌ای انتخاب شود که منجر به آبی شده چاه‌های تولیدی نشود.

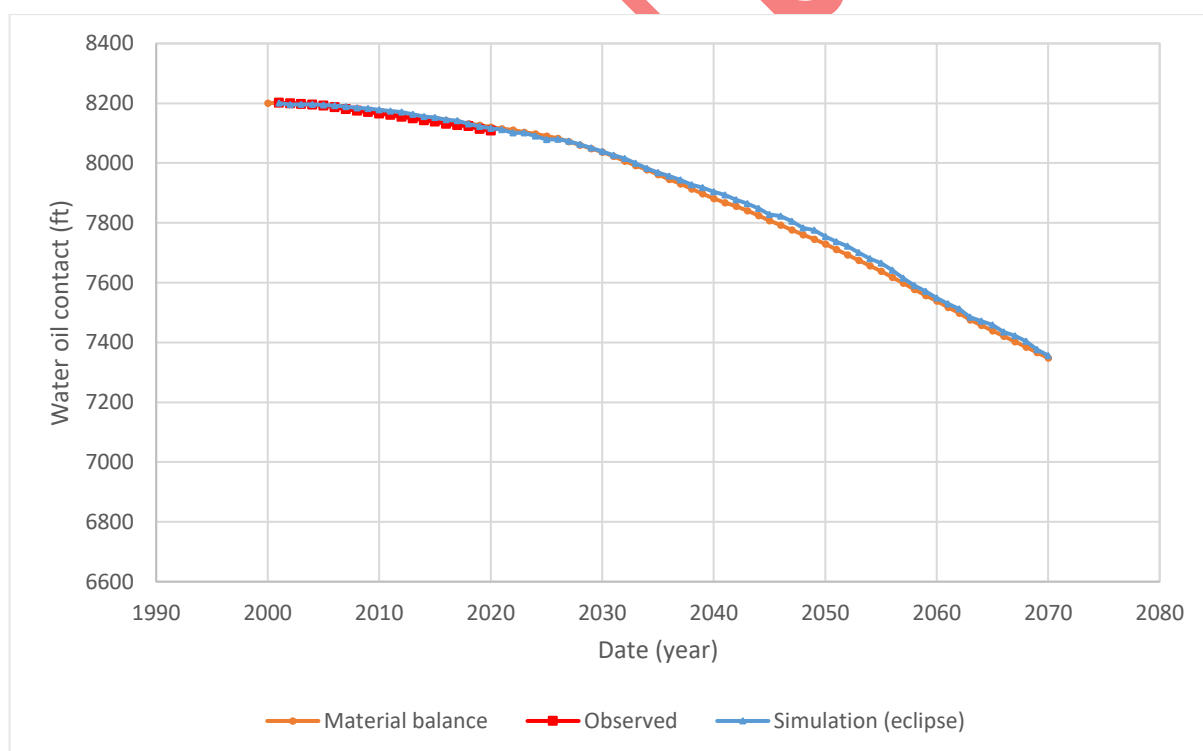
میدان در پایان دوره شبیه سازی حدود ۷۵۰ میلیون بشکه نفت تولید کرد که معادل ضریب بازیافت ۱۹ درصدی میدان است. شکل‌های ۵ و ۶ نمودارهای انرژی برای میدان KHZ_A را نشان می‌دهند. این نمودارها بر اساس شاخصهای رانش محاسبه شده توسط مدل موازنه مواد (MB) و مدل شبیه سازی تهیه شده اند. میتوان تأثیر هر مکانیزم رانش 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 درصد از انرژی مخزن برای تولید را تامین می‌کند، با افزایش نسبت شاخص مکانیزم آشام که مکانیزم وابسته به اشباع است نسبت به مکانیزم های دیگر که وابسته به فشار هستند مخزن دچار افت فشار کمتری در بازه زمانی پایانی تولید می‌شود و حتی همانطور که قبلاً اشاره شد فعال تر شدن این مکانیزم به همراه عملکرد آبرده مخزن باعث افزایش فشار در بیست سال انتهایی تولید شده است. شاخصهای رانش با نتایج شبیه سازی 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 کمی سازی نشده است که همانطور که قبلاً ذکر شد این یک نقص عمده برای مدل‌های شبیه ساز است که نمی‌توانند این مکانیزم را به صورت کمی بیان کنند.



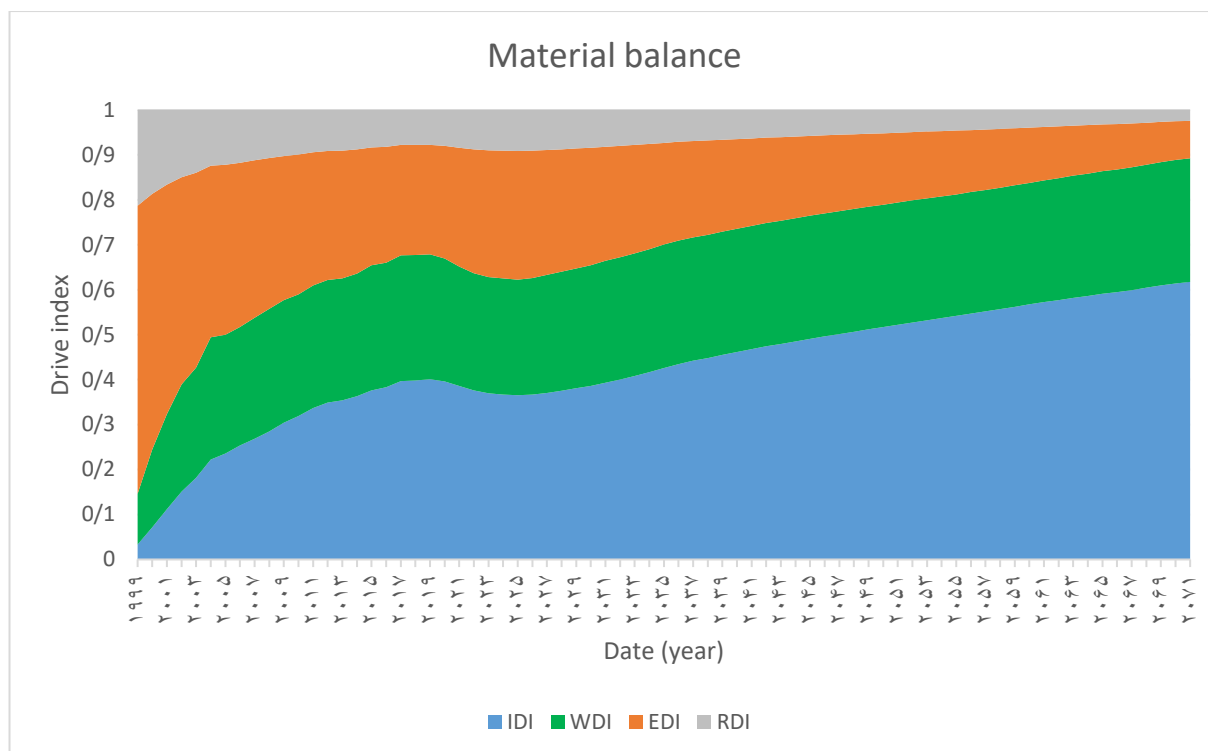
شکل ۲ مقایسه تولید تجمعی نفت میدان



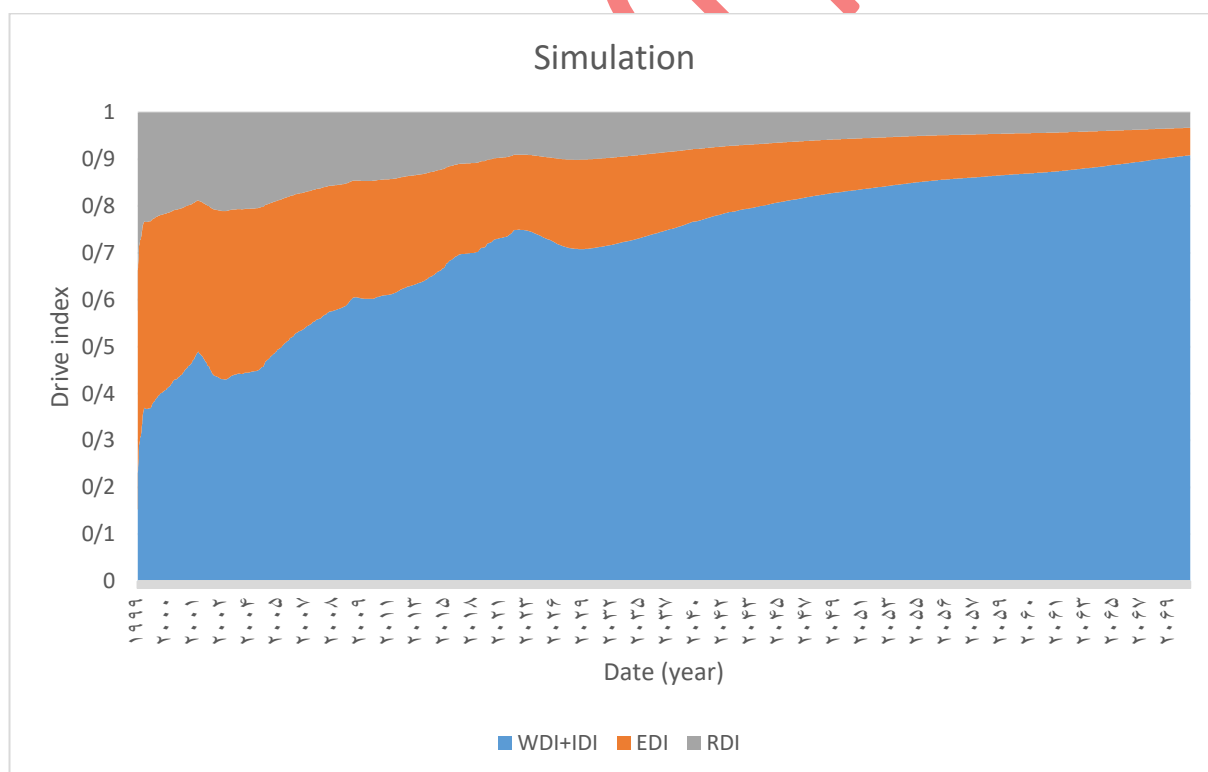
شکل ۳ فشار مخزن پیش بینی شده با نرخ نفت هدف ثابت



شکل ۴ حرکت سطح تماس نفت - آب



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



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

نتیجه گیری

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 آبرده، 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 کمی سازی 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.

- مدل آرونوفسکی برای کمی سازی مکانیزم آشام آب در منطقه آبرده 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 شبیه سازی عددی دقیق میدان KHZ_A اعتبار و دقت مدل جدید موازنه مواد یک بعدی را تأیید کرد.

- مهمترین تفاوت مدل ارائه شده با مدل شبیه ساز این است که در شبیه ساز از مدل کلاسیک وارن و روت برای مدل سازی جریان بین ماتریس و شکاف استفاده می شود 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 بدست آورده شوند در حالی که در مدل ارائه شده از نمودار اشباع برای مدل سازی بین شکاف و ماتریس استفاده می شود که این نمودار با استفاده از تطابق تاریخچه بدست می آید.

- یکی از محدودیت های اصلی این مدل این است که فقط برای مخازن زیر اشباع قابل استفاده است و نمی توان برای مخازن دارای کلاهدک گازی استفاده شود. برای اینکه بتوان از این مدل برای این نوع مخازن هم استفاده شود باید مکانیزم ریزش ثقلی مدل سازی 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 تاریخچه ای از سطح تماس آب - نفت وجود دارد قابل استفاده است و برای مخازنی که لایه ای هستند و سطح تماس های مختلف آب - نفت در آنها وجود دارد مانند میدان اهواز قابل استفاده نیست.

علائم و نشانه‌ها

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

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

$$\text{erf} = \text{تابع خطا}$$

$$EDI = \text{شاخص رانش انبساط نفت}$$

$$IDI = \text{شاخص رانش imbibition}$$

$$L = \text{بعد مشخصه}, L, \text{فوت}$$

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

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

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

$$PV = \text{حجم منافذ}, RB, L^3$$

$$Q = \text{کل تولید نفت}, STB, L^3$$

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

$$Q_{efo} = \text{تولید نفت در واحد شکاف با مکانیزم انبساط نفت}, STB, L^3$$

$$Q_{emo} = \text{نفت تولید شده توسط مکانیزم انبساط نفت در ناحیه نفتی واحد ماتریس}, STB, L^3$$

$$Q_{emw} = \text{تولید نفت بوسیله مکانیزم انبساط نفت منطقه آبرده واحد ماتریس}, STB, L^3$$

$$Q_{imw} = \text{تولید نفت با مکانیزم آشام در منطقه آبرده واحد ماتریس}, STB, L^3$$

$$Q_{Rf} = \text{تولید نفت با انبساط سنگ و آب همراه در شکاف}, STB, L^3$$

$$Q_{Rm} = \text{تولید نفت با انبساط سنگ و آب همراه در ماتریس}, STB, L^3$$

$$Q_{wfw} = \text{نفت تولید شده توسط مکانیزم رانش آب سفره آبخوان در واحد شکاف}, STB, L^3$$

$$RDI = \text{شاخص رانش انبساط سنگ و آب همراه}$$

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

$$sw = \text{اشباع آب}$$

$$swc = \text{اشباع آب connate}$$

$$sw_{max} = \text{اشباع آب نهایی در بلوک ماتریس}$$

$$t = \text{زمان}, \text{day}$$

$$tD = \text{زمان بدون بعد}$$

$$\text{Under-saturated} = \text{زیر اشباع}$$

$$WDI = \text{شاخص رانش آب سفره آبخوان}$$

$$We = \text{هجوم آب}, STB, L^3$$

$$WeD = \text{هجوم آب بدون بعد}$$

یونانی

$$\lambda = \text{ضریب مقیاس بندی شدن}, 1/t, \text{day}^{-1}$$

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

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

$$\phi = \text{تخلخل}$$

ω = ضریب مقیاس بندی شدن، $1/t$, day⁻¹

پایین نویسی ها

cal = مقدار محاسبه شده توسط معادله MB

f = شکاف را نشان می دهد

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 مشاهداتی

بالا نوشته ها

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 شکافدار طبیعی

OWC = سطح تماس نفت - آب

مراجع

۱. 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/10.211-187694/AMS>.
۲. Pletcher, J. (2002). Improvements to reservoir material-balance methods. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 5(01), 49-59 .
۳. 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 .
۴. 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>.
۵. Warren, J., & Root, P. J. (1963). The behavior of naturally fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(03), 245-255 .

۶. Rashid, M. M. U., & Hossain, M. E. (2021). A critical review on material balance equation. *Energy and Thermofluids Engineering*, 1, 11-28 .
۷. 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 .(۳)
۸. Huapaya Lopez, C. A. (2005). *The imbibition process of waterflooding in naturally fractured reservoirs* Texas A&M University .[
۹. Mattax, C. C., & Kyte, J. (1۹۶۲). Imbibition oil recovery from fractured, water-drive reservoir. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2(02), 177-184 .
۱۰. خسروی، ر.، چهاردولی، م.، & 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. <https://doi.org/10.22034/jmeut.2022.10922>
۱۱. 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 .
۱۲. 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.
۱۳. Harimi, B., Masihi, M., Mirzaei-Paiaman, 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 .
۱۴. 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* .
۱۵. 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 .
۱۶. Amiry, M. T. (2014). *Modeling Flow Behavior in Naturally Fractured Reservoirs* University of Leoben .[
۱۷. Steiner, C. (2018). A Recovery Curve Based Method for Calculation of the Matrix-Fracture Mass Transfer in Naturally Fractured Petroleum Reservoirs .
۱۸. de Swaan, A. (1978). Theory of waterflooding in fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 18(02), 117-122 .
۱۹. 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 .
۲۰. 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 .
۲۱. Tarek, A., & Nathan, M. (2012). Advanced Reservoir management and engineering. *Amsterdam, Gulf Professional Pub* .
۲۲. 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 .

An innovative 1-D material balance model for undersaturated naturally fractured carbonate reservoirs by introducing water imbibition drive index

The material balance (MB) technique has proven to be a dependable and straightforward method for evaluating reservoir performance. It is primarily used to determine the initial volumes of oil and gas in a reservoir, estimate production driving indexes (such as gas cap drive, solution gas drive, rock and water expansion drive, and aquifer water drive), and predict reservoir performance under various production scenarios. These applications are mainly relevant to conventional reservoirs. Conversely, naturally fractured carbonate reservoirs (NFRs), which account for a significant portion of the world's established oil reserves, are typically dual porosity systems with distinct matrix and fracture porosity characteristics. It is well-known that additional production mechanisms, such as Gravity Drainage (in gas-invaded zones) and Water Imbibition (in water-invaded zones), can be predominant in oil fractured reservoirs, which are not considered in the conventional material balance technique. This study aims to extend the traditional (zero-dimension) MB method to a 1-D MB method by incorporating water imbibition as a key production mechanism in undersaturated NFRs with an active aquifer. A FORTRAN code based on the new 1-D MB method was developed and successfully applied to a real field case. The results of the developed model were validated by closely matching the results of detailed numerical simulation. The coefficient of determination (R^2) was found to be 0.987 for the average reservoir pressure data and 0.97 for the water-oil contact data, indicating a very good match between the results of the material balance model and the reservoir simulator. Furthermore, based on the energy plot at the end of the prediction period, it was determined that more than 60% of the reservoir's energy for oil production is provided by the water imbibition drive mechanism.

Keywords: Material Balance; Fractured Reservoirs; Dual Porosity Systems; Imbibition Drive Index; One-Dimensional Material Balance