

ارزیابی مقایسه‌ای شبیه‌سازهای بومی رتینا و اکلپس با استفاده از مدل‌های واقعی مخازن نفتی جنوب غرب ایران

محمد مدنی^۱، شرکت توسعه فن‌آوری همیار مهندسی (تفاهم) ■ محمد جعفرزادگان، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

چکیده

در سال‌های اخیر فعالیت‌های بسیاری در زمینه‌ی شبیه‌سازی مخازن نفتی و گازی انجام شده است، چراکه به کمک ابزار شبیه‌سازی، می‌توان پیش‌بینی‌های دقیق‌تری جهت نیل به بازدهی بالاتر نفت و حرکت در جهت تولید صیانتی انجام داد. در صنایع نفت و گاز، شبیه‌سازی مخازن نفتی و گازی با استفاده از نرم‌افزارهای رایج تجاری انجام می‌شوند. با توجه به ضرورت تولید یک شبیه‌ساز بومی نفت و گاز، شبیه‌ساز رتینا در شرکت توسعه فن‌آوری و همیار مهندسی (تفاهم) در مدت ۴ سال و کاملاً مطابق با خصوصیات و نیاز مخازن ایران توسعه داده شده است. در مقاله‌ی حاضر، نتایج حاصل شده از شبیه‌سازهای رتینا و اکلپس در ۴ مدل شبیه‌سازی با در نظر گرفتن سناریوهای مختلف با یکدیگر مقایسه و ارزیابی می‌شوند. انطباق بسیار عالی نتایج حاصل شده از شبیه‌ساز رتینا در مقیاس سلول، چاه و میدان در سناریوهای مختلف با اکلپس به‌عنوان شبیه‌ساز مرجع، نشان می‌دهند که شبیه‌ساز رتینا قابل اعتماد بوده و به‌عنوان شبیه‌سازی بومی عملاً جایگزین شبیه‌سازهای خارجی در مطالعات شبیه‌سازی میادین ایران می‌باشد.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۹/۰۱/۱۵

تاریخ ارسال به داور: ۹۹/۰۱/۳۰

تاریخ پذیرش داور: ۹۹/۰۲/۱۴

واژگان کلیدی:

شبیه‌ساز بومی، رتینا، مخازن جنوب غربی ایران، اکلپس.

مقدمه

امروزه مطالعات جامع مخازن^۱ با به‌کارگیری شبیه‌سازها یکی از دقیق‌ترین روش‌های پیش‌بینی عملکرد مخزن و برآورد ذخیره‌ی آن است. به‌علاوه، نقش شبیه‌سازی در کمی کردن عدم قطعیت و آنالیز اقتصادی بر کسی پوشیده نیست. اطمینان از نتایج شبیه‌سازی تا حدی است که موسسات سرمایه‌گذار در حوزه‌ی نفت و گاز مانند بانک‌ها برای اطمینان از سرمایه‌گذاری خود، از نتایج شبیه‌سازها استفاده می‌کنند. [۱]

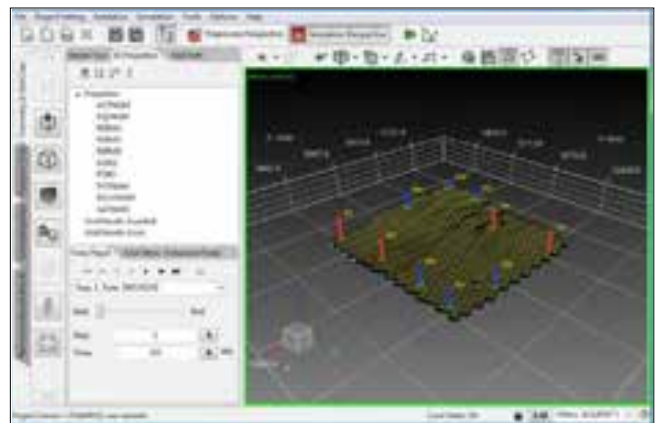
ایران به‌عنوان یکی از بزرگ‌ترین کشورهای دارای ذخایر نفتی دنیا به داشتن مخازن کربناته‌ی پیچیده و شکافدار مشهور است. به‌علاوه، اکثر مخازن بزرگ ایران به نیمه‌ی دوم عمر خود رسیده و ضرورت تصمیم در مورد روش ازدیاد برداشت^۲ از این مخازن هر روز بیشتر می‌گردد.

ایران بیان شد، روش‌های مرسوم در شبیه‌سازهای تجاری موجود نیز نمی‌تواند پاسخگوی تمام نیازهای مطالعه‌ی این مخازن باشد. موارد عنوان شده، ضرورت تولید یک شبیه‌ساز بومی جهت مطالعات مخازن ایران را آشکار می‌کند.

نظر به اهمیت تولید صیانتی از مخازن نفت و گاز کشور به‌عنوان سرمایه‌ی ملی و نیاز به توسعه‌ی دانش و فناوری در زمینه‌ی ازدیاد برداشت از این مخازن، نرم‌افزار بومی شبیه‌ساز مخازن نفت و گاز نفت سیاه رتینا که در سال‌های اخیر توسط تیمی از نخبگان کشور و به‌طور کاملاً مستقل به‌عنوان تنها شبیه‌ساز بومی تولید شده است، اکنون در مقیاس صنعتی در شرکت‌های تابعه‌ی شرکت ملی نفت در فازهای تطابق تاریخچه و

امروزه مطالعات جامع مخازن^۱ با به‌کارگیری شبیه‌سازها یکی از دقیق‌ترین روش‌های پیش‌بینی عملکرد مخزن و برآورد ذخیره‌ی آن است. به‌علاوه، نقش شبیه‌سازی در کمی کردن عدم قطعیت و آنالیز اقتصادی بر کسی پوشیده نیست. اطمینان از نتایج شبیه‌سازی تا حدی است که موسسات سرمایه‌گذار در حوزه‌ی نفت و گاز مانند بانک‌ها برای اطمینان از سرمایه‌گذاری خود، از نتایج شبیه‌سازها استفاده می‌کنند. [۱]

ایران به‌عنوان یکی از بزرگ‌ترین کشورهای دارای ذخایر نفتی دنیا به داشتن مخازن کربناته‌ی پیچیده و شکافدار مشهور است. به‌علاوه، اکثر مخازن بزرگ ایران به نیمه‌ی دوم عمر خود رسیده و ضرورت تصمیم در مورد روش ازدیاد برداشت^۲ از این مخازن هر روز بیشتر می‌گردد.

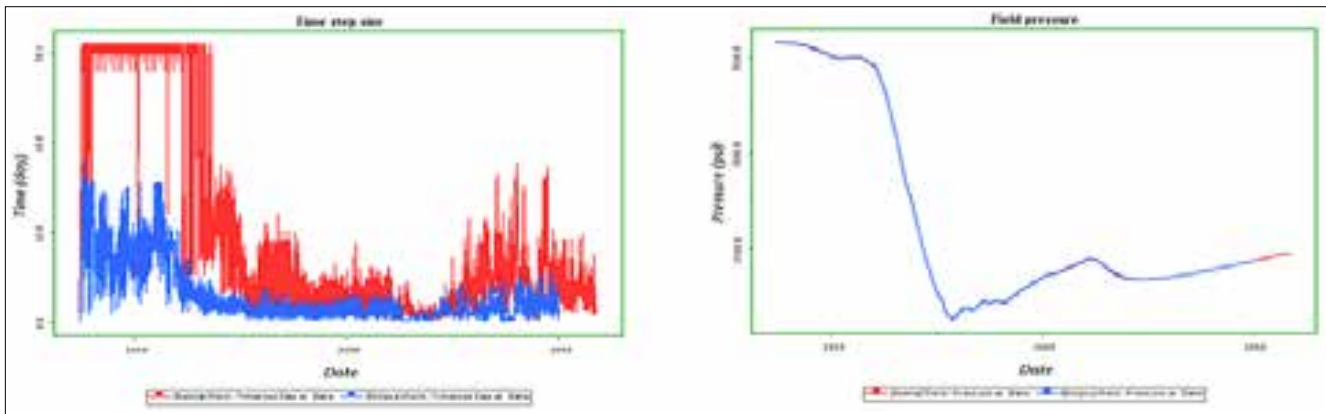


شکل ۱ | نمای اصلی شبیه‌ساز رتینا [۴]

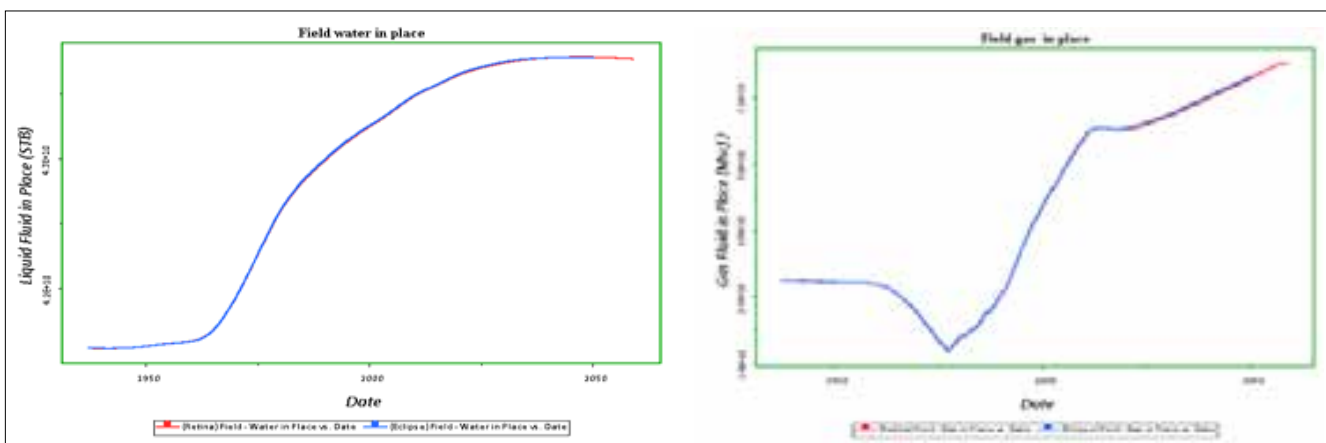
پیش‌بینی، مورد استفاده واقع می‌شود. هدف از این مطالعه مقایسه‌ی دقت شبیه‌ساز رتینا با شبیه‌ساز اکلیپس به‌عنوان شبیه‌ساز مرجع با استفاده از مدل‌های شبیه‌سازی ۴ میدان نسبتاً بزرگ جنوب غرب ایران است.

۱- شبیه‌ساز رتینا

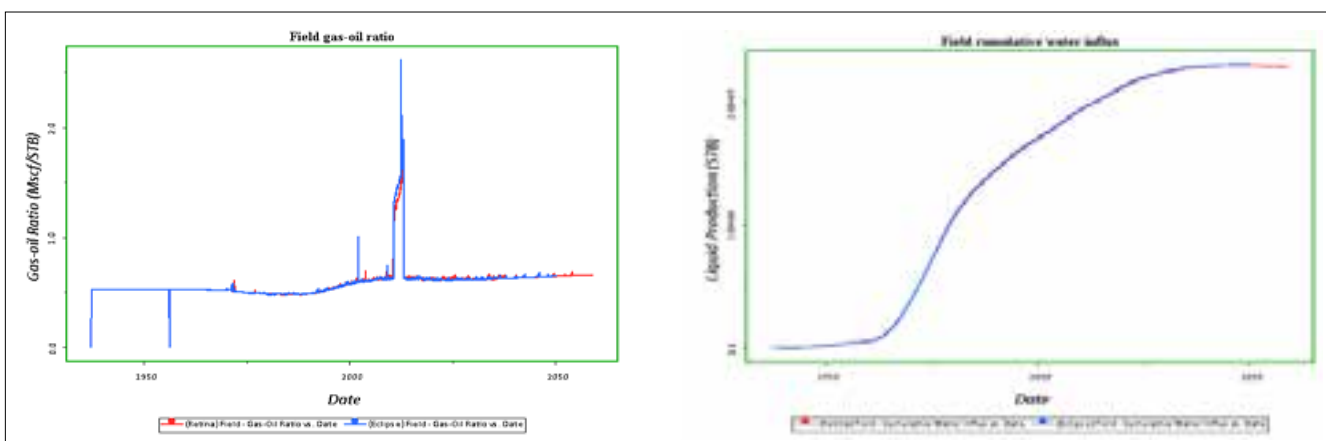
شبیه‌ساز بومی رتینا، نرم‌افزار شبیه‌ساز نفت سیاه است که به‌صورت کامل توسط متخصصین ایرانی در شرکت توسعه فن‌آوری همیار



شکل ۲ | مقایسه‌ی اندازه‌ی گام زمانی و فشار متوسط مخزن در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا



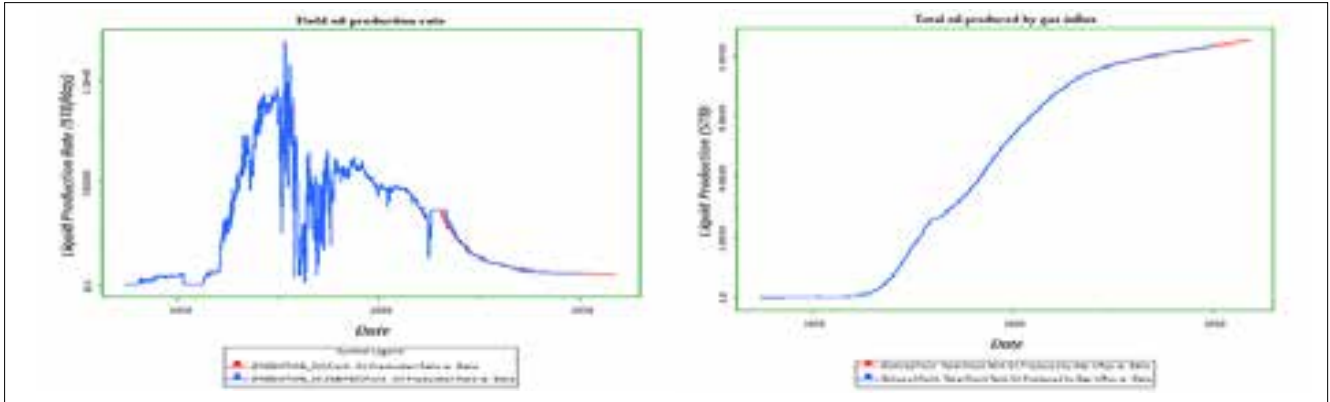
شکل ۳ | مقایسه‌ی حجم آب و گاز در جای مخزن در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا



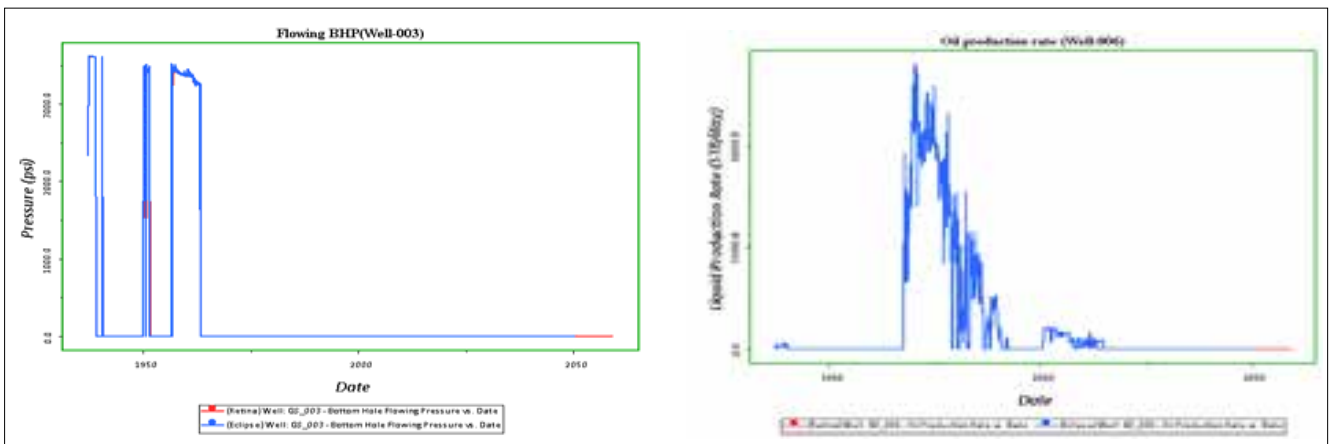
شکل ۴ | مقایسه‌ی نسبت گاز به نفت مخزن و حجم ورودی آب از طریق آبرده به مخزن در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا

خطی adaptive algebraic multi-grid solver AAMG در کنار ماتریس خوش حالت‌سازی^۸ از نوع constrained pressure residual CPR که در رتینا تعبیه شده است، کمک شایانی در راستای جلوگیری از مشکلات همگرایی به خصوص در مدل‌هایی

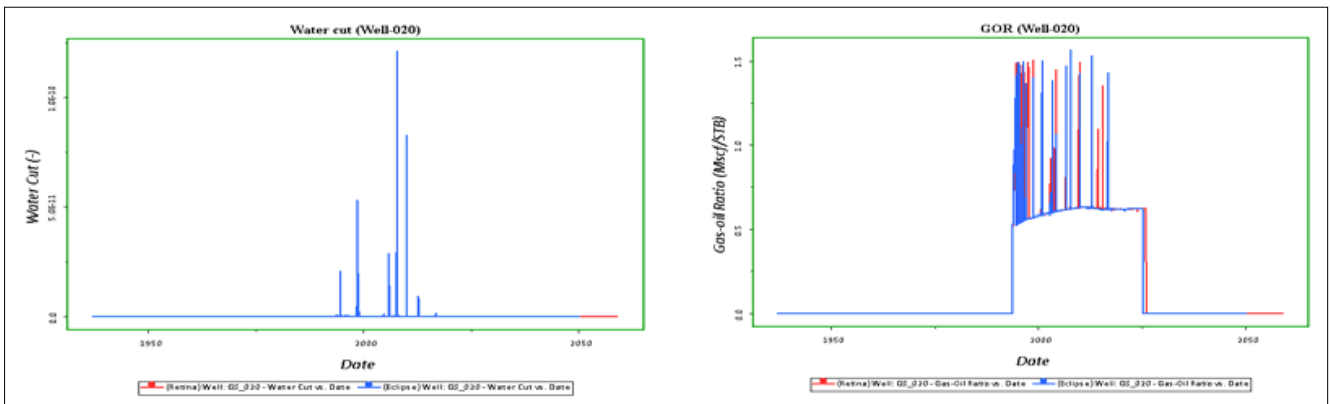
مهندسی (تفاهم)^۳ هم‌راستا با نیاز مخازن ایران توسعه داده شده است. رتینا شبیه‌سازی مبتنی بر روش کاملاً ناصریج^۴، سه بعدی، سه فازی، حجم محدود^۵ و شبکه‌بندی بی‌سازمان^۶ بوده و می‌تواند شبیه‌سازی میداین نفت و گاز را به صورت موازی^۷ انجام دهد. حلگر



۵ | مقایسه‌ی دبی تولید نفت و مکانیسم رانش گاز در دوشبیه‌ساز اکلیپس و رتینا



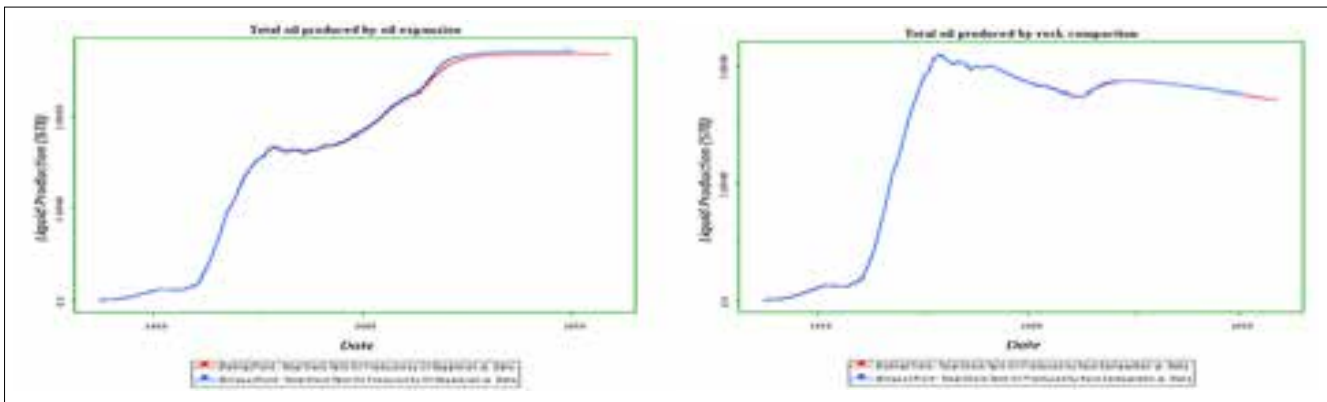
۶ | مقایسه‌ی فشار ته‌چاهی (چاه شماره ۳) و دبی تولید چاه‌ها (چاه شماره ۶) در دوشبیه‌ساز اکلیپس و رتینا



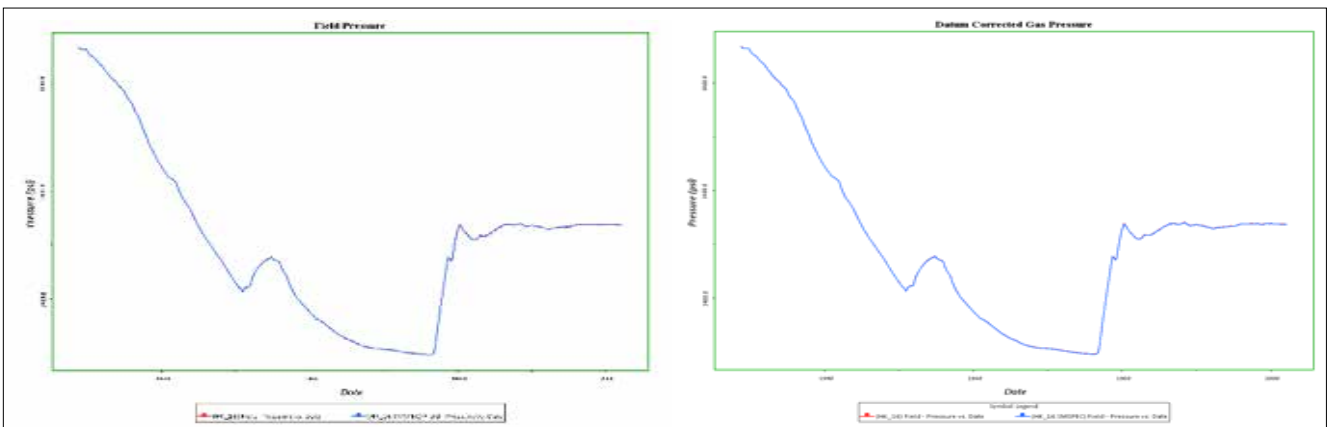
۷ | مقایسه‌ی برش آب و نسبت گاز به نفت (چاه شماره ۲۰) در دوشبیه‌ساز اکلیپس و رتینا

می‌تواند شبیه‌سازی را به‌صورت موازی اجرا کند. حالت موازی رتینا بر اساس الگوریتم‌های چندرشته‌ای^{۱۰}، توسعه‌یافته است و می‌تواند از هر تعداد دلخواه هسته‌های پردازشگر مرکزی استفاده کند. در شبیه‌ساز رتینا، نسخه‌ی بهبودیافته‌ای از روش نیوتون که از نظر

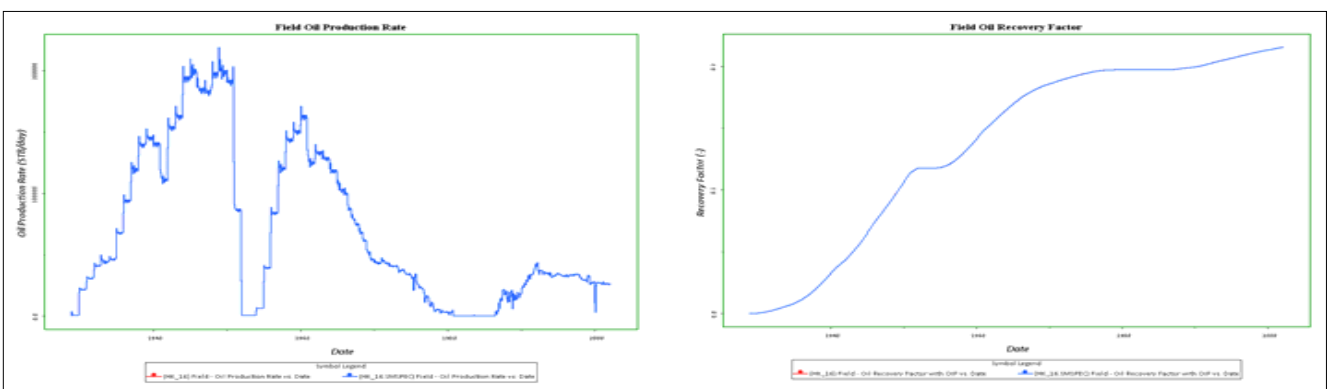
با مقادیر بالای ناهمگنی و یا مدل‌های دارای تعداد زیاد اتصال غیرهمسایه^۹ می‌کند. این تکنیک در واقع جهت حل فرم گسسته شده‌ی معادلات دیفرانسیل حاکم بر شبیه‌سازی استفاده می‌شود. برای شبیه‌سازی مدل‌هایی با تعداد گردهای بسیار زیاد، رتینا



شکل ۸ | مقایسه‌ی مکانیسم انبساط نفت و سنگ در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا



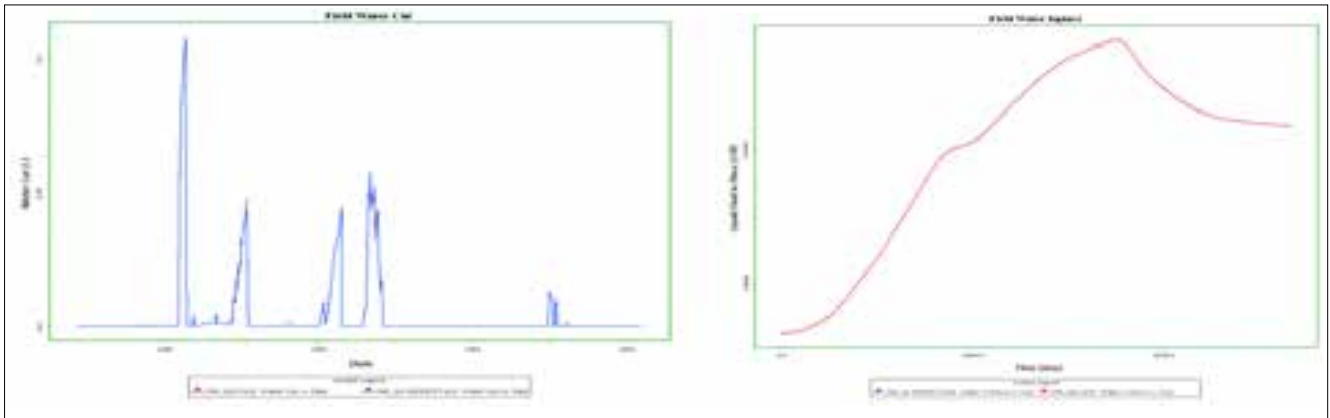
شکل ۹ | مقایسه‌ی فشار متوسط و گاز مخزن در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا مدل تاریخچه



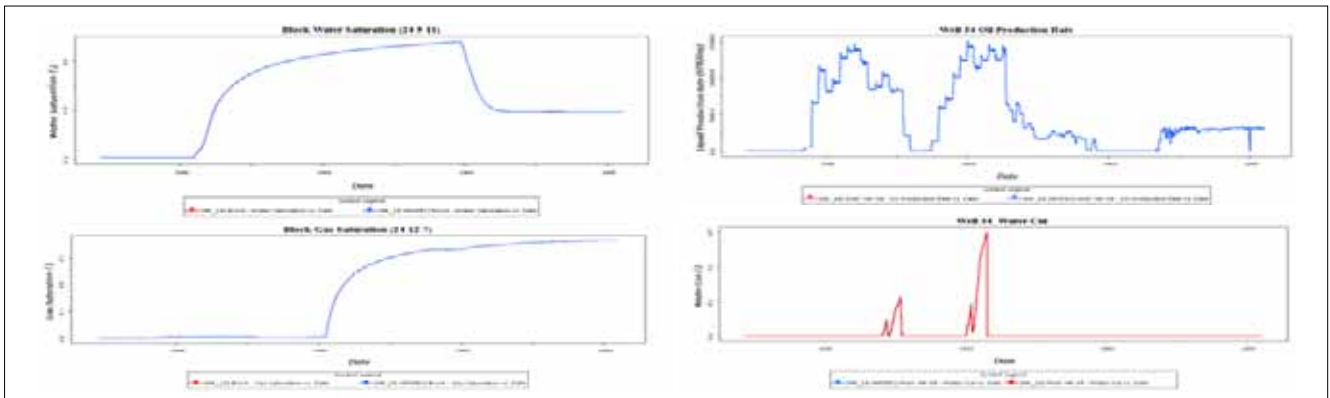
شکل ۱۰ | مقایسه‌ی دبی تولید نفت مخزن و ضریب بازیافت نفت مخزن در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا مدل تاریخچه

شکل ۱، نمایی از محیط اصلی شبیه‌ساز رتینا را نشان می‌دهد. ویژگی‌های کلیدی شبیه‌ساز بومی نفت سیاه رتینا عبارتند از: [۵]
 ■ سیستم حلگر خطی^{۱۱} بر اساس روش AMG جهت رسیدن به نتایج پایدار برای مخازن پیچیده

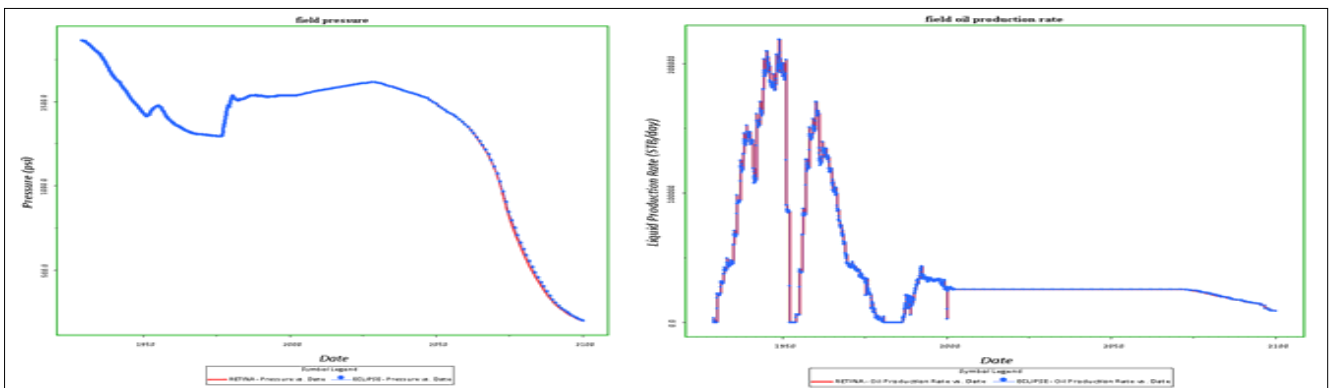
سرعت محاسبات موثر است، جهت جلوگیری از گام‌های زمانی کوچک و در نتیجه، افزایش سرعت اجرا استفاده می‌شود. این تکنیک رتینا در مقایسه با شبیه‌سازهای تجاری مرسوم، باعث تعداد کمتر تکرارهای خطی و افزایش موثر گام‌های زمانی پایدار می‌شود.



شکل ۱۱ | مقایسه‌ی برش آب مخزن و حجم آب در جای مخزن در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا مدل تاریخچه

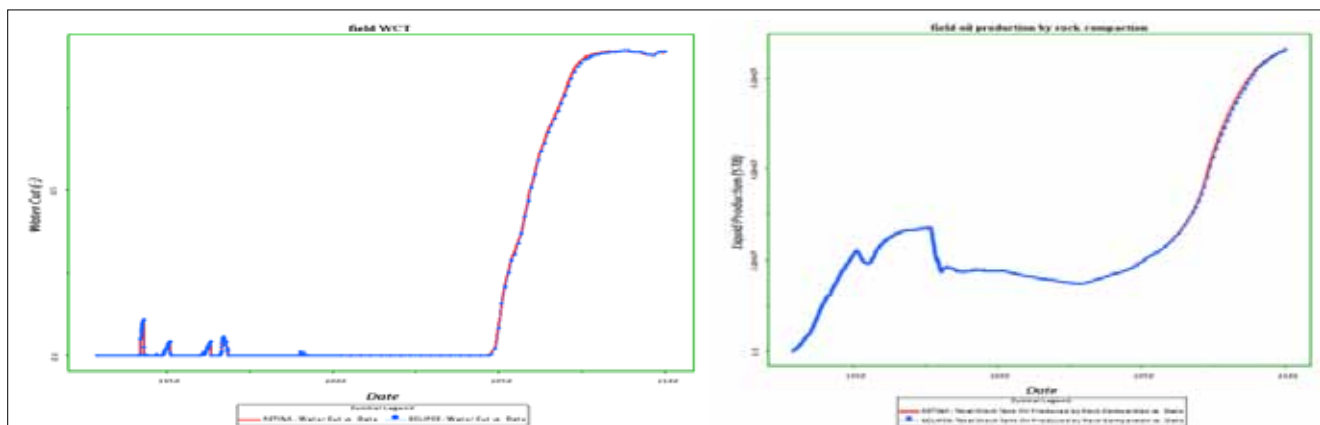


شکل ۱۲ | مقایسه‌ی اشباع گاز سلول نمونه در ناحیه‌ی گازی، اشباع آب سلول نمونه در سلول‌های ناحیه‌ی آبی و دبی تولید نفت و برش آب چاه ۳۴ در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا مدل تاریخچه

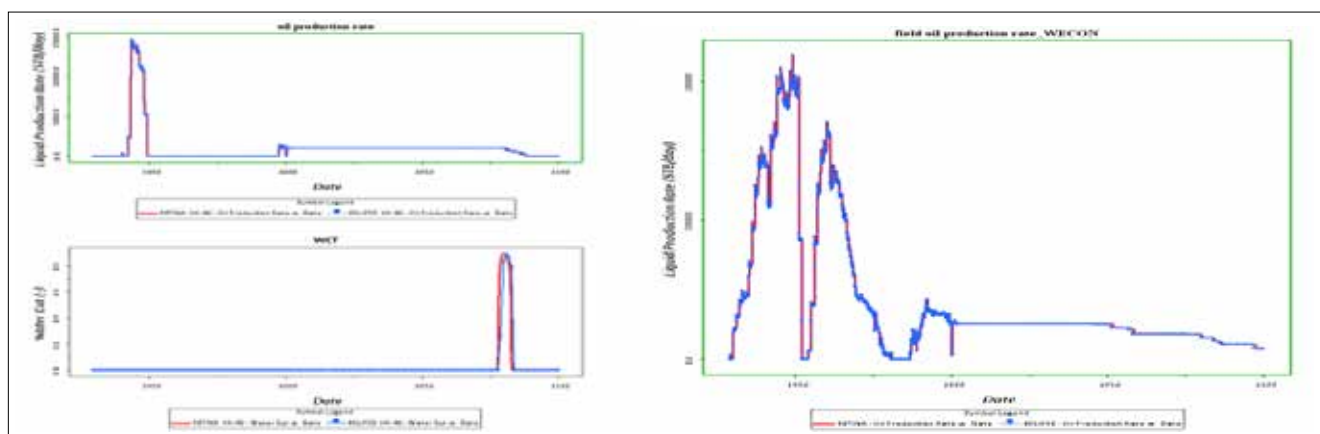


شکل ۱۳ | مقایسه‌ی فشار متوسط و دبی تولید نفت مخزن در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا مدل پیش‌بینی

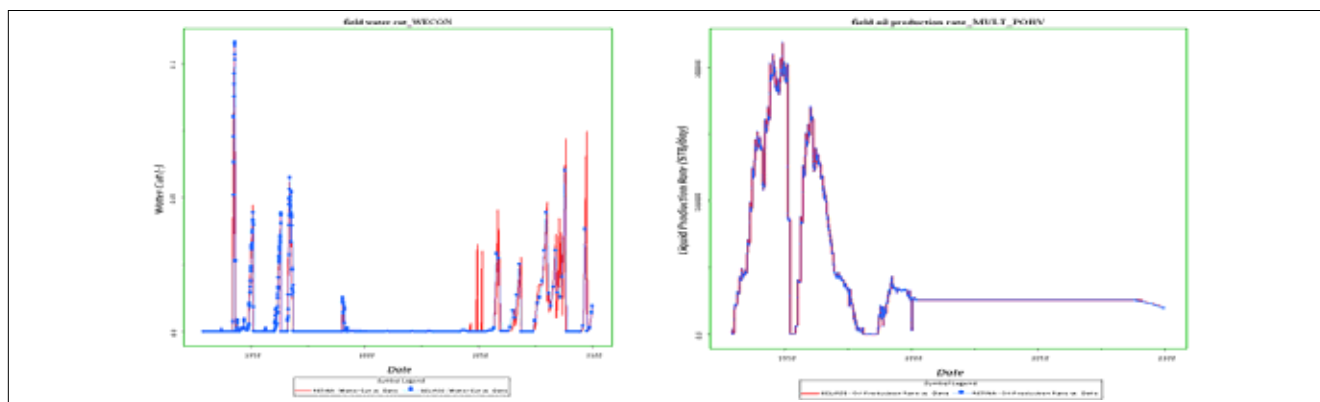
- گام‌های زمانی طولانی و پایدار در مدل‌های تراوایی و تخلخل دوگانه^{۱۲} حل مرتبط معادلات مخزن و چاه
- الگوریتم‌های چندرشته‌ای بر اساس تکنولوژی روش موازی ■ کارآیی عددی بالا به دلیل نگه داشتن تمامی پارامترها در بازه‌ی منطقی
- استفاده از تکرارهای داخلی چاه^{۱۳} جهت رسیدن به نتایج پایدار هنگام ■ ضرایب شکل و توابع انتقال تخلخل دوگانه
- مدل‌سازی^{۱۴} DFN
- OpenMP



شکل ۱۴ | مقایسه‌ی برش آب میدان و مکانیسم انبساط سنگ در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینامدل پیش‌بینی ۱



شکل ۱۵ | مقایسه‌ی میزان دبی نفت تولیدی مخزن و دبی تولید نفت و میزان برش آب چاه شماره ۴۸ در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینامدل پیش‌بینی ۱



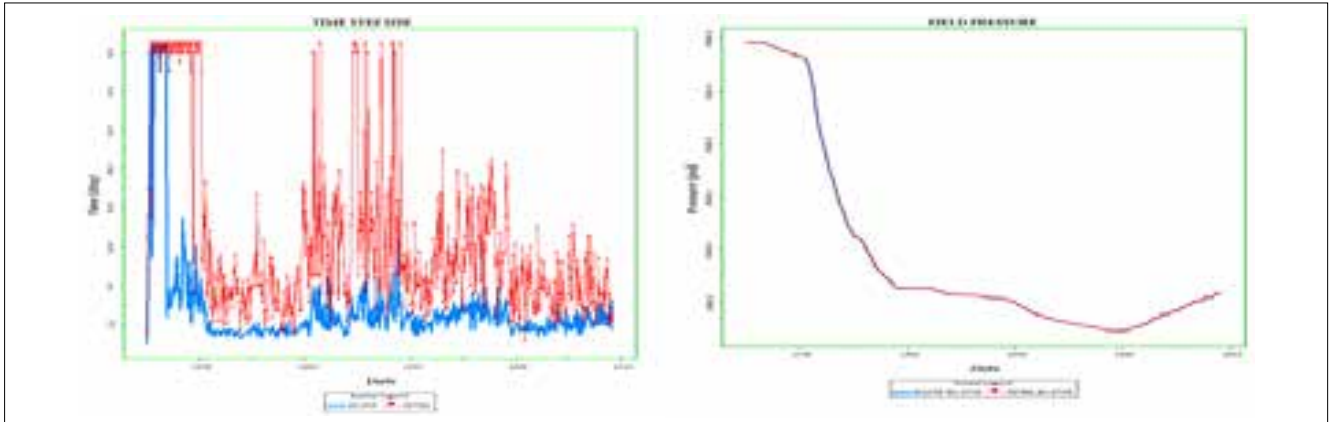
شکل ۱۶ | مقایسه‌ی میزان برش آب تولیدی میدان (مدل پیش‌بینی ۲) و دبی تولیدی نفت میدان (مدل پیش‌بینی ۳) در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا

۲- نتایج شبیه‌سازی

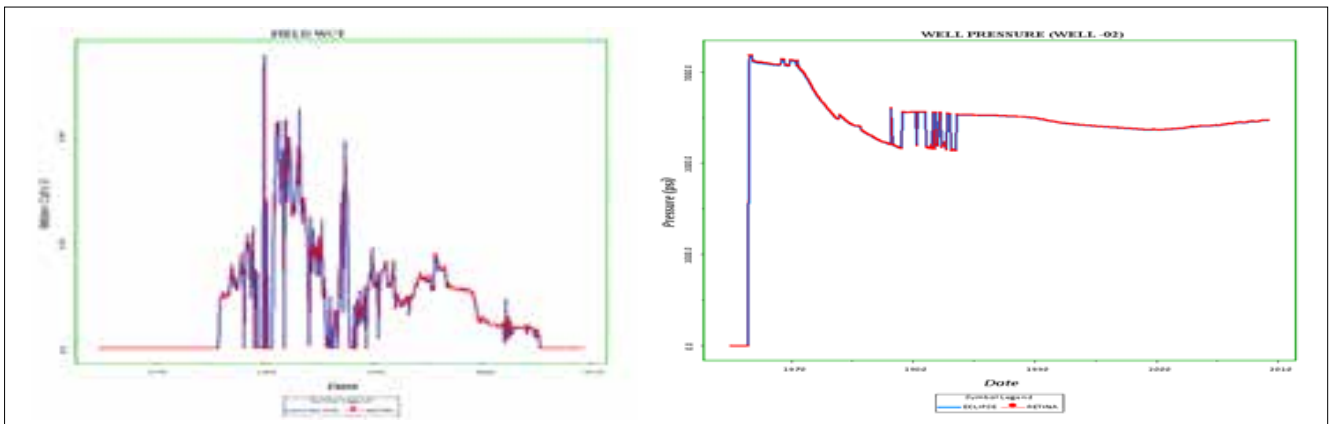
۲-۱- میدان گچساران

در این مقاله، مدل مخزن گچساران با تعداد تقریبی ۱۸۹۳۰۰۰ سلول ۶۳۱۰۷۵ (سلول فعال) با اختیار تخلخل دوگانه شبیه‌سازی

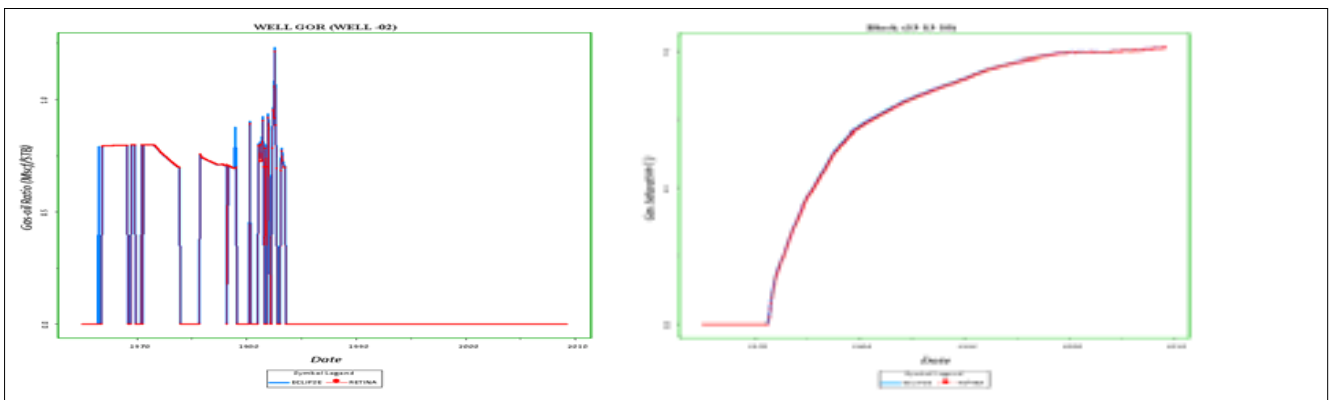
- توانایی شبیه‌سازی جامع مخازن غیرمتعارف
- ارائه‌ی نتایج زنده
- قابلیت تغییر مدل هنگام اجرای شبیه‌سازی
- رابط کاربری تعاملی و کاربرپسند



شکل ۱۷ | مقایسه‌ی اندازه‌ی گام زمانی و فشار متوسط مخزن در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا مدل تاریخچه

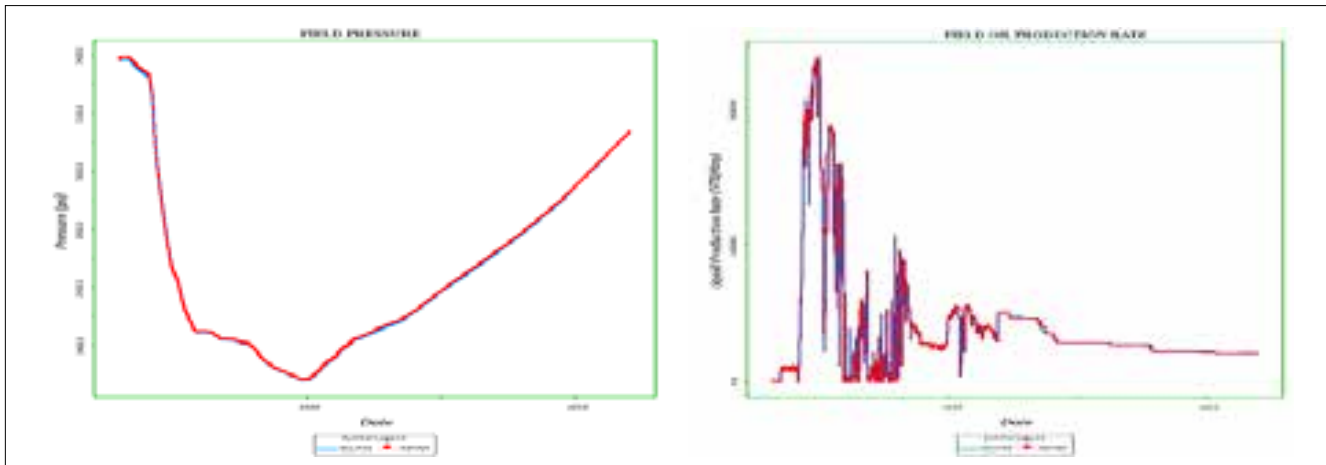


شکل ۱۸ | مقایسه‌ی برش آب مخزن و فشار ته‌چاهی (چاه شماره ۲) در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا مدل تاریخچه

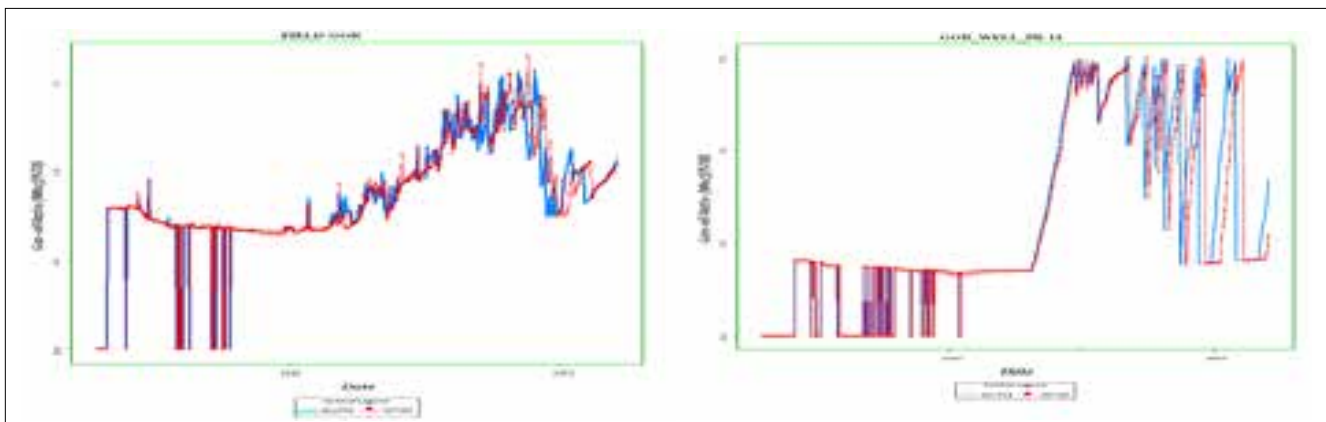


شکل ۱۹ | مقایسه‌ی نسبت گاز به نفت تولیدی چاه شماره ۳ و اشباع گاز سلول در سلول‌های نمونه‌ی ناحیه‌ی گازی در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینا مدل تاریخچه

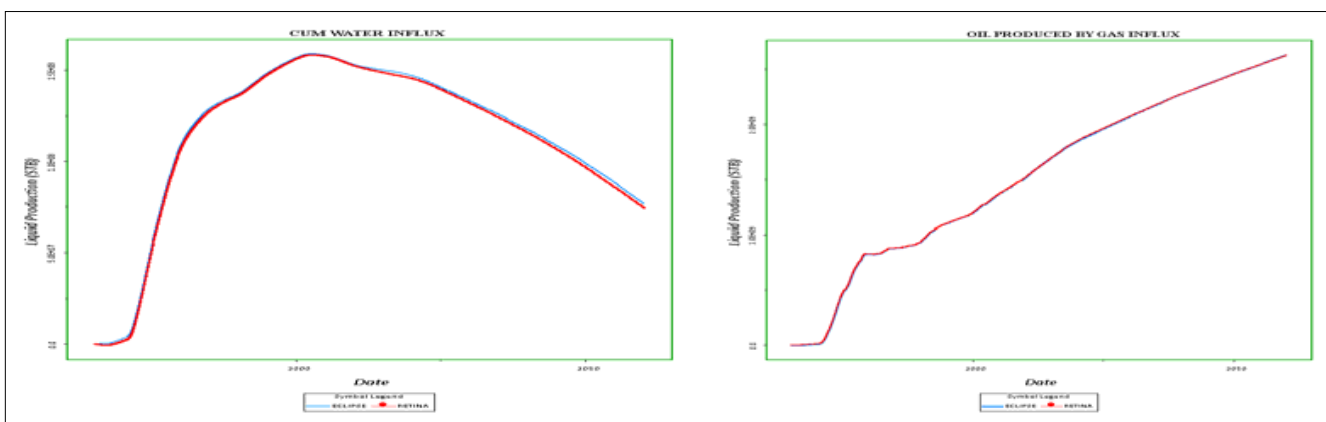
شد و از یک سناریو استفاده شد که با ادغام دو فاز تاریخیچه (سال ۱۹۳۷ تا ۲۰۱۳) و پیش‌بینی (سال ۲۰۱۳ تا ۲۰۵۰) به دست آمد. مدل شبیه‌سازی میدان گچساران دارای ۶۰۵ چاه تولیدی، ۱۸ چاه تزریقی، ۸ آبدۀ تحلیلی کار-ترتیبی^{۱۵}، پسماند^{۱۶} و تغییرات فشار موینگی نفت-گاز با فشار (کلیدواژه STOG) بوده و در بخش پیش‌بینی چاه جدید حفاری شده است. (کلیدواژه‌های QDRILL



شکل ۲۰ | مقایسه‌ی فشار متوسط مخزن و دبی تولید نفت مخزن در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینامدل پیش‌بینی



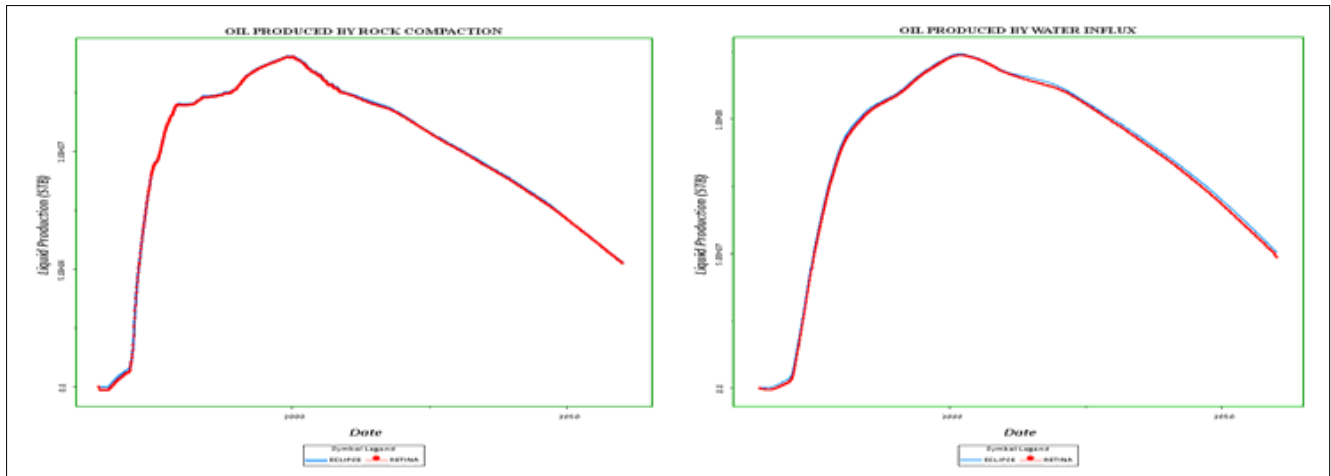
شکل ۲۱ | مقایسه‌ی نسبت گاز به نفت مخزن و نسبت گاز به نفت چاه شماره ۱۲ در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینامدل پیش‌بینی



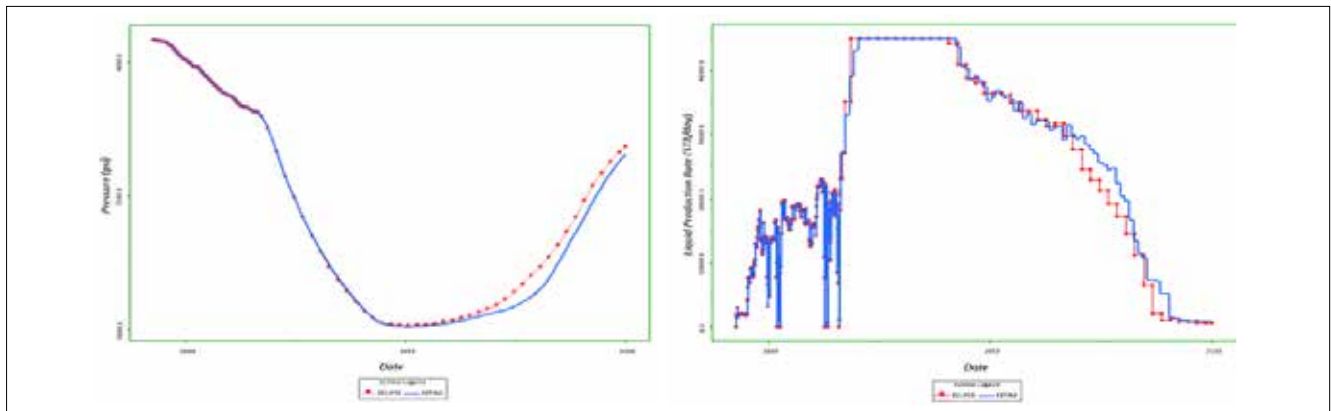
شکل ۲۲ | مقایسه‌ی حجم ورودی آب از طریق آبدۀ به مخزن و مکانیسم رانش گاز در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینامدل پیش‌بینی

آبده، تولید نفت توسط مکانیسم رانش گاز، فشار ته‌چاهی، نسبت گاز به نفت تولیدی چاه، برش آب چاه، دبی تولید چاه، مکانیسم انبساط نفت و سنگ قابل مشاهده است. مقایسه‌ی اطلاعات مخزن

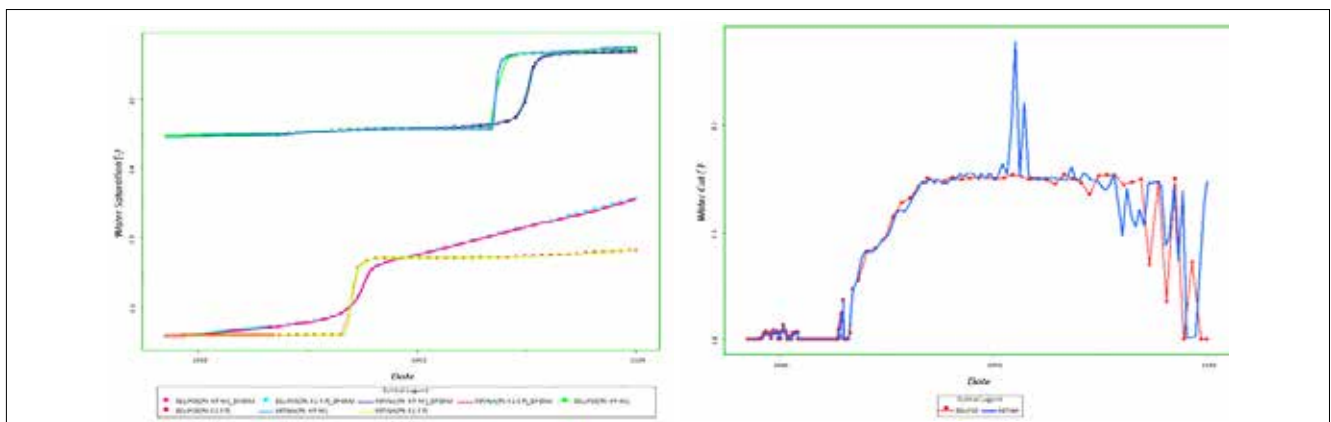
و (GRUPRIG) در اشکال ۲ تا ۸ اندازه‌ی گام زمانی، فشار متوسط مخزن، حجم آب و گاز در جای مخزن، نسبت گاز به نفت تولیدی مخزن، دبی تولید نفت مخزن، حجم ورودی آب به مخزن از طریق



شکل ۲۳ | مقایسه‌ی مکانیسم انبساط سنگ و رانش آب در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینامدل پیش‌بینی



شکل ۲۴ | فشار متوسط مخزن و دبی تولید نفت مخزن مدل گلخاری در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتیناتولید طبیعی



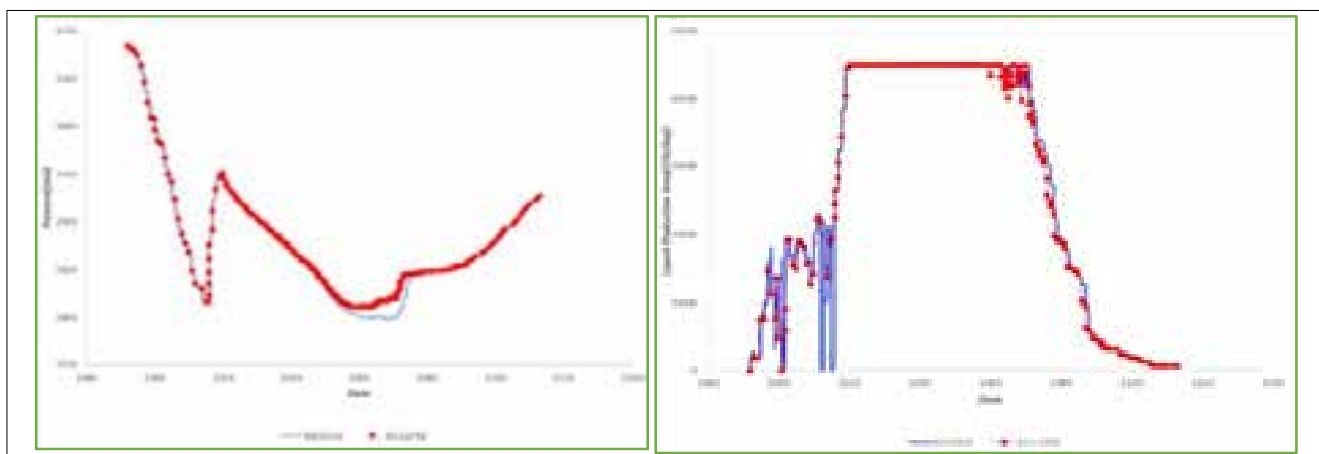
شکل ۲۵ | برش آب مخزن و اشباع آب در دو سلول مدل گلخاری در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتیناتولید طبیعی

مخزن در دو شبیه‌ساز نشان می‌دهد که نتایج به‌دست آمده در مقیاس مخزن، چاه و سلول در مدل هفتکل، بسیار به هم نزدیک است. فشار نفت و گاز، ضریب بازیافت نفت، دبی نفت میدان، برش آب و مقدار آب در جای مخزن در اشکال ۹ تا ۱۱ نشان داده شده است. به‌علاوه اشباع آب و گاز در سلول‌های نمونه و دبی نفت و برش آب چاه ۳۴ در دو نرم‌افزار در شکل ۳۴ مقایسه شده است. در فاز پیش‌بینی (۲۰۰۲ تا ۲۱۰۰)، سه سناریو برای مقایسه‌ی نتایج نرم‌افزار شبیه‌ساز رتینا با نرم‌افزار اکلپیس در نظر گرفته شد: مدل پیش‌بینی نخست که در آن تمام چاه‌های تولیدی و تنها چاه تزریق گاز با آخرین دبی موجود در مدل تاریخچه، وارد فاز پیش‌بینی می‌شوند و محدودیتی برای میدان و چاه‌ها در نظر گرفته نشده است. نتایج دو شبیه‌ساز از تطابق بالایی برخوردار هستند. مقایسه‌ی اطلاعات فشار مخزن، دبی نفت تولیدی میدان و میزان برش آب در اشکال ۱۳ و ۱۴ نشان داده شده است. به‌علاوه، در

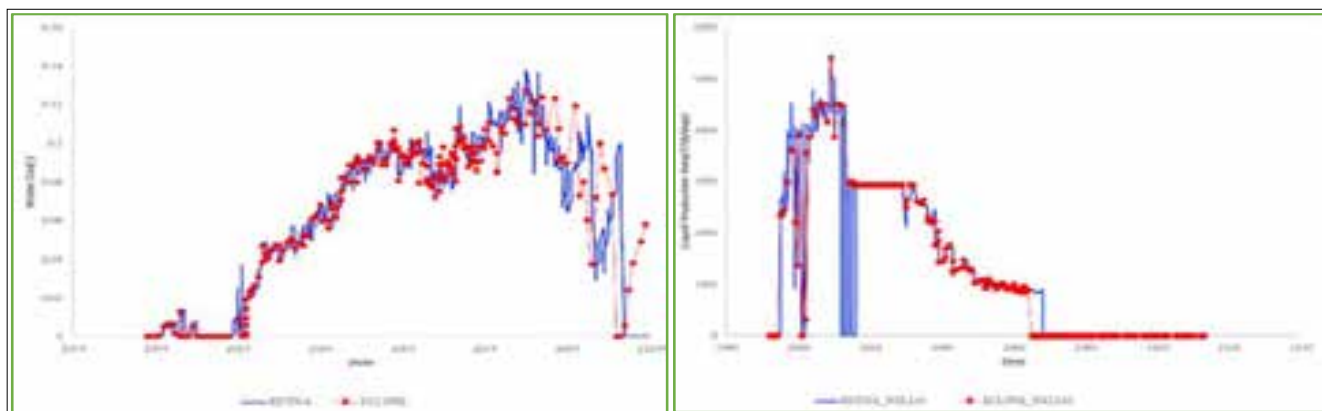
در دو شبیه‌ساز در دو فاز تطابق تاریخچه و پیش‌بینی نشان می‌دهد که نتایج به‌دست آمده در مقیاس مخزن، چاه و سلول در مدل آسماری میدان گچساران به هم نزدیک است. در مقایسه‌ی اندازه‌ی گام زمانی (شکل ۲) مشخص شد که در شبیه‌ساز رتینا پایداری بیشتری در اندازه‌های این پارامتر وجود دارد.

۲-۲- میدان هفتکل

در این مقاله، ۴ سناریوی مختلف (یک مدل در فاز تاریخچه و سه مدل در فاز پیش‌بینی) برای میدان هفتکل مورد استفاده قرار گرفت. مکانیزم‌های تولید در این مخزن شامل انبساط سنگ و سیال، رانش آب، رانش گاز و ریزش ثقلی است. مدل شبیه‌سازی هفتکل تخلخل دوگانه بوده و دارای ۱۱۶۱۶ سلول فعال، ۳۳ چاه تولیدی، یک چاه تزریقی و پسماند است. در فاز تطابق تاریخچه (۱۹۲۸ تا ۲۰۰۲)، مقایسه‌ی اطلاعات



شکل ۲۶ | فشار متوسط مخزن و دبی تولید نفت مخزن مدل گلخاری در دو شبیه‌ساز اکلپیس و رتینا فرآیند تزریق گاز



شکل ۲۷ | برش آب مخزن و دبی تولید نفت چاه شماره ۴ مدل گلخاری در دو شبیه‌ساز اکلپیس و رتینا فرآیند تزریق گاز

نتایج خروجی این سناریو را در دبی تولیدی نفت میدان نشان می‌دهد.

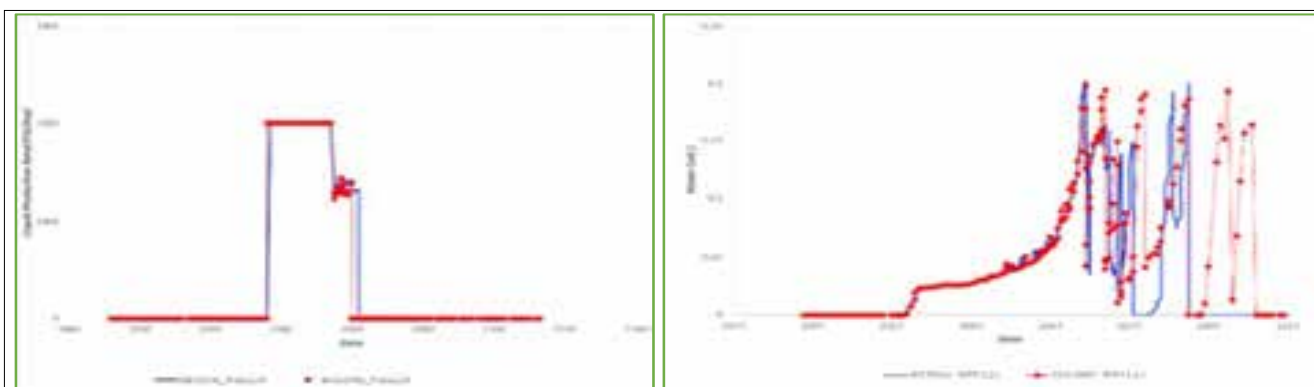
۲-۳- مدل پارسی

مخزن آسماری میدان پارسی یکی از مخازن کربناته‌ی شکافتار مهم ناحیه‌ی جنوب غرب ایران است و به دلیل دارا بودن کلاهک گازی نسبتاً بزرگ، مکانیسم ریزش ثقلی اصلی‌ترین مکانیسم تولید در این مخزن است. مدل پارسی تخلخل دوگانه بوده و دارای ۱۲۸۶۷۴ سلول فعال، یک آبده ضعیف از نوع کارترتریسی، یک ناحیه خواص سیال، ۷ ناحیه توابع اشباع و پسماند می‌باشد.

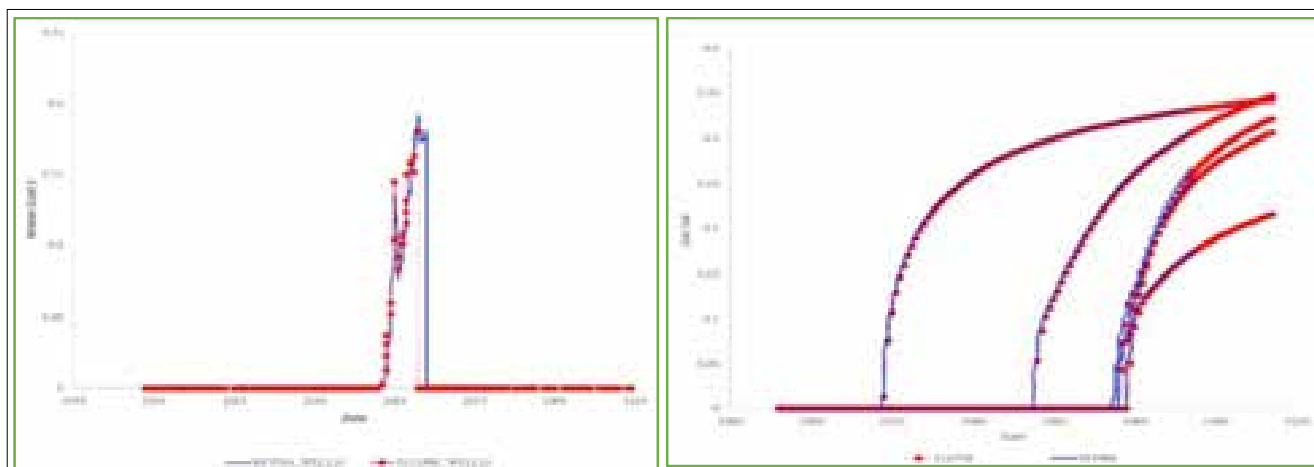
مقایسه‌ی اطلاعات مخزن در دو شبیه‌ساز در فاز تطابق تاریخچه (سال ۱۹۶۵ تا ۲۰۰۹) نشان می‌دهد که نتایج به دست آمده در مقیاس مخزن، چاه و سلول در مدل آسماری میدان پارسی به هم

شکل ۱۴ نتایج مکانیسم انبساط سنگ^{۱۷} بر هم منطبق است. شکل شماره ۱۵ نیز دبی نفت میدان و میزان برش آب چاه شماره ۴۶ به عنوان نمونه نشان داده شده که این نتایج بر هم منطبق هستند. در مدل پیش‌بینی دوم محدودیت‌هایی برای تولید چاه و میدان در نظر گرفته شد که با اعمال آنها، میزان برش آب میدان از حداکثر ۹۰ درصد به ۱۰ درصد کاهش یافت که این امر موجب می‌شود ضریب بازیافت نفت نیز ۲ درصد کاهش یابد. علاوه بر این مدت زمان نگهداشت دبی میدان نیز کم می‌شود. شکل ۱۶ انطباق مناسب خروجی دو نرم‌افزار را در برش آب تولیدی میدان نشان می‌دهد.

در مدل پیش‌بینی سوم میزان حجم اولیه درون شکاف از ۱٫۳ درصد به ۵ درصد افزایش داده شد و نتایج با هم مقایسه شد. با افزایش حجم نفت درون شکاف، میزان ضریب بازیافت نفت و مدت زمان نگهداشت دبی نفت میدان افزایش می‌یابد. شکل ۱۶ تطابق مناسب



شکل ۲۸ | دبی تولید نفت چاه شماره ۲۹ و برش آب تولیدی چاه شماره ۲۱ مدل گلخاری در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینل‌فر آیند تزریق گاز



شکل ۲۹ | برش آب تولیدی چاه شماره ۲۹ و اشباع گاز سلول‌های گاز زده مخزن مدل گلخاری در دو شبیه‌ساز اکلیپس و رتینل‌فر آیند تزریق گاز

نشان می‌دهد که نتایج به‌دست آمده بسیار به هم نزدیک است. فشار میانگین، دبی تولید نفت، برش آب میدان و اشباع آب در دو سلول به‌دست آمده در دو شبیه‌ساز همخوانی خوبی دارند. اشکال ۲۴ و ۲۵ این همخوانی را برای سناریوی تخلیه‌ی طبیعی نشان می‌دهد.

در سناریوی تزریق گاز، ۳ چاه تزریق گاز خشک و ۱۵ چاه تولیدی از سال ۲۰۱۶ به مخزن اضافه شده است. مقایسه‌ی اطلاعات مخزن در دو شبیه‌ساز نشان می‌دهد که نتایج به‌دست آمده با هم مطابقت دارند. فشار مخزن، دبی تولید نفت، برش آب میدان به‌دست آمده در دو شبیه‌ساز، همخوانی خوبی دارند. اشکال ۲۶ و ۲۷ این همخوانی را برای سناریوی تزریق گاز نشان می‌دهد. اشکال ۲۷ تا ۲۹ دبی نفت تولیدی و برش آب چاه‌ها را در دو شبیه‌ساز با تطابق قابل قبول مقایسه کرده است. علاوه بر موارد ذکر شده، مقایسه‌ی اشباع سلول‌های گاز زده، در گستره‌ی افقی و نسبت به عمق، در مدل تزریق گاز این مخزن نیز از تشابه بسیار خوب این نتایج در دو شبیه‌ساز خبر می‌دهد. (شکل ۲۹)

۳- نتیجه‌گیری

در این مقاله، نتایج دقت شبیه‌سازی ۴ مخزن کربناته‌ی جنوب‌غربی ایران توسط دو شبیه‌ساز رتینا و اکلپس در فازهای تطابق تاریخچه و پیش‌بینی در مقیاس میدان، چاه و سلول با یکدیگر مقایسه شدند. همخوانی قابل قبول نتایج شبیه‌ساز رتینا با اکلپس به‌عنوان شبیه‌ساز مرجع حکایت از این امر دارد که شبیه‌ساز رتینا قابل اعتماد بوده و به‌عنوان شبیه‌ساز بومی، جایگزین کاملاً مناسبی برای شبیه‌سازهای خارجی در مطالعات شبیه‌سازی میادین ایران است. ■

نزدیک است. در اشکال ۱۷ تا ۱۹ اندازه‌ی گام زمانی، فشار متوسط مخزن، برش آب میدان، فشار ته‌چاهی، نسبت گاز به نفت تولیدی چاه و اشباع گاز در بلوک ناحیه‌ی گاز زده قابل مشاهده است. در مقایسه‌ی اندازه‌ی گام زمانی (شکل ۱۷) مشخص شد که در شبیه‌ساز رتینا پایداری بیشتری در اندازه‌های این پارامتر وجود دارد.

در فاز پیش‌بینی (۲۰۰۹ تا ۲۰۶۰) تنها یک سناریو برای مقایسه در نظر گرفته شد و در آن محدودیت‌هایی برای تولید چاه و میدان ایجاد شده است. همچنین چاه جدیدی در فاز پیش‌بینی حفاری نشد. مقایسه‌ی نتایج فشار مخزن، دبی نفت تولیدی، میزان GOR تولیدی میدان و یکی از چاه‌ها، میزان حجم ورودی آب به مخزن، مکانیسم رانش گاز، سنگ و آب در اشکال ۲۰ تا ۲۳ نشان داده شده است. نتایج از انطباق بسیار خوب شبیه‌ساز رتینا و اکلپس حکایت دارد.

۴-۲- مدل گلخاری

میدان گلخاری در جنوب ناحیه‌ی فروفادگی دزفول و در فاصله‌ی ۷۰ کیلومتری شمال‌غربی بندر بوشهر قرار دارد. مخزن آسماری/جهرم میدان گلخاری دارای تاریخچه‌ی تولید نفت به‌مدت ۲۷ سال است که تولید از این مخزن از سال ۱۳۷۱ هجری شمسی شروع و تاکنون ۱۵ حلقه چاه در این مخزن حفاری شده است. جهت مقایسه‌ی دو شبیه‌ساز از مدل درشت‌دانه استفاده شده در فاز تطابق تاریخچه این مخزن استفاده شد. مدل شبیه‌سازی گلخاری، تخلخل دوگانه بوده و دارای ۳۷۸۸۵۴ سلول فعال، ۳ چاه تزریق گاز، ۲ آبدۀ کارتر-تریسی و پسماند می‌باشد.

در سناریوی تخلیه‌ی طبیعی، ۶۰ چاه تولیدی از سال ۲۰۱۶ به مدل اضافه شده است. مقایسه‌ی اطلاعات مخزن در دو شبیه‌ساز

پانویس‌ها

1. Full field simulation studies
2. Enhanced Oil Recovery
3. Engineering Support and Technology development Company
4. Fully implicit
5. Finite volume
6. Unstructured gridding
7. Parallel processing
8. Pre-conditioner
9. Non-neighbor connections
10. Multi-threaded algorithms
11. Linear solver
12. Double porosity and double permeability models
13. Inner well iterations
14. Discrete fracture network
15. Carter-Tracy Analytical Aquifer
16. Hysteresis
17. Rock compaction

منابع

- [1]. Ertekin, T., Abou-Kassem, J.H. and King, G.R. Basic applied reservoir simulation, Richardson. TX: Society of Petroleum Engineers, 2001, 406.
- [۲]. شاه محمدعلی. بررسی مکانیزم‌های تولید در مخازن شکافدار طبیعی با نگاه ویژه به مخازن ایران. ماهنامه علمی-ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز. ۱۳۸۷؛ صفحات ۳۶-۴۲
- [۳]. شریفی دارانی ابراهیم. شبیه‌سازهای متداول مخزن در ایران؛ نقاط قوت و ضعف. ماهنامه علمی-ترویجی اکتشاف

- و تولید نفت و گاز. ۱۳۹۱؛ صفحات ۱۱-۶
- [4]. RETINA Simulation User Manual, Engineering Support and Technology Development (ESTD) Company, Version 2019.06.
- [5]. RETINA Simulation Technical Document, Engineering Support and Technology Development (ESTD) Company, Version 2019.06.