

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک

پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی نفت – حفاری

شبیه سازی روش های مختلف ازدیاد برداشت و انتخاب روش مطلوب در نواحی مورد

تهاجم در یکی از مخازن شکاف دار جنوب غرب ایران

نگارنده :

حسن اسفندیاری فر

استاد راهنما:

دکتر مهرداد سلیمانی

دکتر بهزاد تخم چی

بهمن ۱۳۹۵

شماره: ۹۵/۱۹۰/۹۰
 تاریخ: ۹۵/۱۲/۱۰
 ویرایش:

بسمه تعالی



مدیریت تحصیلات تکمیلی

فرم شماره ۷: صورتجلسه نهایی دفاع از پایان نامه دوره کارشناسی ارشد

با تأییدات خداوند متعال و با استعانت از حضرت ولی عصر (عج) ارزیابی جلسه دفاع از پایان نامه کارشناسی ارشد خانم / آقای حسن اسفندیاری فر به شماره دانشجویی ۹۳۰۲۴۰۴ رشته مهندسی نفت گرایش مهندسی حفاری تحت عنوان شبیه سازی روش های مختلف از دیداد برداشت و انتخاب روش مطلوب در نواحی مورد تهاجم در یکی از مخازن شکاف دار جنوب غرب ایران که در تاریخ ۱۳۹۵/۱۱/۱۸ با حضور هیأت محترم داوران در دانشگاه صنعتی شاهرود برگزار گردید به شرح ذیل اعلام می گردد:

قبول (با درجه: خوب امتیاز ۱۶/۲۵) دفاع مجدد مردود

نوع تحقیق: نظری عملی

۲- بسیار خوب (۱۸-۱۸/۹۹)
 ۴- قابل قبول (۱۴-۱۵/۹۹)

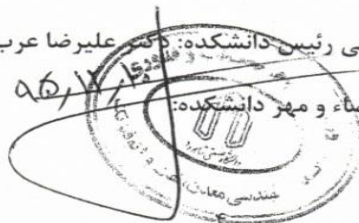
۱- عالی (۱۹-۲۰)
 ۳- خوب (۱۶-۱۷/۹۹)

۵- نمره کمتر از ۱۴ غیر قابل قبول

امضاء	مرتبه علمی	نام و نام خانوادگی	عضو هیأت داوران
	استادیار	دکتر مهرداد سلیمانی منفرد	۱- استاد راهنمای اول
	دانشیار	دکتر بهزاد تخم چی	۲- استاد راهنمای دوم
			۳- استاد مشاور
	استادیار	دکتر مهدی نوروزی	۴- نماینده شورای تحصیلات تکمیلی
	دانشیار	دکتر سید رضا قوامی ریایی	۵- استاد ممتحن اول
	دانشیار	دکتر محمود نوروزی	۶- استاد ممتحن دوم

نام و نام خانوادگی رئیس دانشکده: دکتر علیرضا عرب امیری

تاریخ و امضاء و مهر دانشکده: ۹۵/۱۲/۱۰



تقدیم بہ پدر و مادر مہربانم

بہ پاس زحمات بی دریغشان

تقدیر و تشکر

از استاد گرامیم جناب آقای دکتر مهرداد سلیمانی بسیار سپاسگزارم چرا که بدون راهنمایی‌های ایشان تامین این پایان‌نامه بسیار مشکل می‌نمود و همچنین از استاد گرامیم جناب آقای دکتر بهزاد تخم چی به دلیل یاریها و راهنمایی‌های بی‌چشمداشت ایشان که بسیاری از سختی‌ها را برایم آسان‌تر نمودند، کمال تشکر و قدردانی را به عمل آورم.

امید است فرصتی پیش آید که بتوانم دین شاگردی این اساتید عزیز را ادا کنم.

تعهد نامه

اینجانب حسن اسفندیاری فر دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی نفت دانشکده نفت، معدن دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه شبیه سازی روش های مختلف ازدیاد برداشت و انتخاب روش مطلوب در نواحی مورد تهاجم در یکی از مخازن شکاف دار جنوب غرب ایران نحت راهنمایی دکتر مهرداد سلیمانی و دکتر بهزاد تخم چی متعهد می شوم.

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهشهای محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد و مقالات مستخرج با نام «دانشگاه صنعتی شاهرود» و یا «Shahrood University of Technology» به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که از موجود زنده (بافتهای آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است.

تاریخ

امضای دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه های رایانه ای، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی باشد.

چکیده

مخازن شکافدار طبیعی درصد بسیار مهمی از ذخایر هیدروکربنی را در جهان تشکیل می‌دهند. معمولاً سیالات با گرانروی پایین مانند گازها و یا مایعات فوق بحرانی برای افزایش بازیافت نفت استفاده می‌شوند. یکی از مسائل مهم در مخازن نفت و گاز به حرکت در آوردن نفت باقیمانده در محیط متخلخل به خصوص در ناحیه مورد تهاجم آب، با استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت است. در این پروژه با استفاده از نرم افزار ECLIPSE روش‌های افزایش برداشت به منظور استحصال نفت باقیمانده در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب در یکی از مخازن شکافدار ایران شبیه سازی شده است. در این پروژه ابتدا شبکه‌بندی با استفاده از نرم افزار FLOGRID صورت گرفته و سپس با اجرای رگرسیون در نرم افزار PVTi خصوصیات سیال مخزن شبیه سازی شد که با نتایج آزمایشگاهی تطبیق خوبی دارد. بیشترین و کمترین درصد خطای نسبی با مقادیر $5/37 \times 10^{-2}$ و $11/54$ به ترتیب مربوط به پارامترهای فشار اشباع و نسبت گاز به نفت حل شده می‌باشد. روش‌های تزریق متناوب آب و گاز، تزریق هم‌زمان آب و گاز، تزریق فوم و تزریق سورفکتانت-پلیمر با استفاده از نرم‌افزار ECLIPSE در ناحیه مورد تهاجم آب به منظور مقایسه‌ی پارامترهایی مانند مقدار بازیافت نفت و فشار مخزن بررسی شده است، همچنین هر کدام از روش‌های بررسی شده بر اساس مکانیزم خاصی عمل می‌کنند. روش تزریق متناوب آب و گاز به منظور جلوگیری از کاهش فشار مخزن و بالا بردن مکانیزم جایروبی به کار گرفته می‌شود. روش سیلابزنی فوم با جلوگیری از کانال‌زدن، افزایش فشار و کاهش تحرک‌پذیری سیال تزریقی سبب افزایش تولید نفت می‌شود و تولید نفت در روش تزریق سورفکتانت-پلیمر با افزایش آشام خود به خودی و کاهش (IFT)¹ صورت می‌گیرد.

نتایج به دست آمده از شبیه سازی نشان می‌دهد که تزریق کف بهترین روش به منظور تولید نفت

¹Interfacial Tension

از ناحیه‌ی مورد تهاجم آب می‌باشد.

واژه‌های کلیدی:

شبیه‌سازی؛ مخازن شکافدار؛ ازدیاد برداشت؛ ناحیه مورد تهاجم آب؛ بازیافت نفت

فهرست مطالب

۱	فصل ۱
۱	مقدمه
۲	۱-۱. مقدمه
۳	۲-۱. خصوصیات فیزیکی مخازن شکافدار
۳	۱-۲-۱. تخلخل
۴	۲-۲-۱. تراوایی
۶	۳-۲-۱. ناحیه بندی مخازن بر اساس اشباع ماتریس
۷	۴-۲-۱. مکانیزم های تولید در مخازن شکافدار
۸	۵-۲-۱. طبقه بندی مخازن شکافدار
۹	۳-۱. گذری بر روشهای ازدیاد برداشت
۱۰	۱-۳-۱. تزریق گاز
۱۱	۲-۳-۱. فوم
۱۲	۳-۳-۱. تزریق متناوب آب و گاز
۱۲	۴-۳-۱. پلیمر
۱۳	۵-۳-۱. سورفکتانت
۱۴	۶-۳-۱. آلکالین-سورفکتانت-پلیمر
۱۵	۴-۱. ساختار پایان نامه
۱۷	فصل ۲
۱۷	مروری بر تحقیقات گذشته
۱۸	۱-۲. مقدمه
۱۹	۲-۲. تزریق آب کربناته
۱۹	۳-۲. روش فوم
۱۹	۴-۲. روش های حرارتی
۲۱	۵-۲. تزریق پلیمر
۲۲	۶-۲. سورفکتانت
۲۳	۷-۲. آلکالین-پلیمر-سورفکتانت
۲۳	۸-۲. تزریق متناوب آب و گاز
۲۷	فصل ۳
۲۷	مدل استاتیک و دینامیک مخزن
۲۸	۱-۳. مقدمه

۲۹.....	۲-۳. نرم افزار FLOGRID.....
۲۹.....	۳-۲-۱. لایه ها.....
۳۰.....	۳-۲-۲. غسل.....
۳۲.....	۳-۲-۳. خصوصیات پتروفیزیکی مخزن.....
۳۷.....	۳-۲-۴. ساختار کار.....
۳۸.....	۳-۲-۵. مرزبندی و گرید بندی مخزن.....
۴۰.....	۳-۳. مدل دینامیک مخزن.....
۴۱.....	۳-۴. داده های آزمایشگاهی.....
۴۱.....	۳-۴-۱. سیال مخزن.....
۴۲.....	۳-۴-۲. فشار اشباع و چگالی سیال و ضریب حجمی انبساط نفت.....
۴۲.....	۳-۴-۳. آزمایش انبساط جزئی.....
۴۴.....	۳-۴-۴. آزمایش انبساط جزئی.....
۴۵.....	۳-۴-۵. گرانروی سیال.....
۴۶.....	۳-۴-۶. آزمایش تفکیک کننده.....
۴۷.....	۳-۵. رگراسیون.....
۴۸.....	۳-۶. معادلات حاکم.....
۵۱.....	۳-۷. پارامترهای متغیر.....
۵۶.....	۳-۸. نتایج حاصل از رگراسیون.....

فصل ۴.....

۶۳.....	بررسی روش های کاربردی جهت استحصال نفت باقیمانده در بلوک های مورد تهاجم آب.....
۶۴.....	۴-۱. مقدمه.....
۶۵.....	۴-۲. اطلاعات ورودی.....
۷۱.....	۴-۳. انتخاب تعداد گرید بهینه.....
۷۲.....	۴-۴. تاریخچه مخزن.....
۷۷.....	۴-۵. تزریق آب.....
۷۹.....	۴-۶. تزریق متناوب آب و گاز.....
۸۰.....	۴-۶-۲. دوره ۱۶ ماهه.....
۸۶.....	۴-۶-۳. دوره ۱۸ ماهه.....
۹۱.....	۴-۶-۴. دوره ۲۴ ماهه.....
۹۶.....	۴-۷. تأثیر نرخ تزریق.....
۱۰۰.....	۴-۸. تزریق همزمان آب و گاز.....
۱۰۶.....	۴-۹. تزریق همزمان و انتخابی آب و گاز.....
۱۱۲.....	۴-۱۰. تزریق فوم.....
۱۱۳.....	۴-۱۰-۱. نرخ تزریق فوم.....
۱۱۵.....	۴-۱۰-۲. تأثیر غلظت تزریق.....
۱۱۶.....	۴-۱۱. تزریق سورفکتانت- پلیمر.....
۱۱۷.....	۴-۱۱-۱. تأثیر نرخ تزریق.....

۱۲۷.....	فصل ۵
۱۲۷.....	نتایج و پیشنهادات
۱۲۸.....	۵-۱. مقدمه
۱۲۸.....	۵-۲. نتایج و تحلیل شبیه‌سازی
۱۳۰.....	۵-۳. پیشنهادات
۱۳۲.....	مراجع

فهرست جداول

جدول ۳-۱. جهت و زاویه ی گسلهای مخزن مورد مطالعه.....	۳۲
جدول ۳-۲. ترکیب سیال مخزن مورد مطالعه.....	۴۲
جدول ۳-۳. نتایج آزمایش انبساط ترکیب ثابت.....	۴۳
جدول ۳-۴. آزمایش انبساط جزئی.....	۴۵
جدول ۳-۵. گرانروی اندازه گیری شده.....	۴۶
جدول ۳-۶. نتایج آزمایش تفکیک کننده ها.....	۴۶
جدول ۳-۷. اطلاعات تفکیک کننده ها.....	۴۷
جدول ۳-۸. پارامترهای متغیر قبل از رگرسیون.....	۵۲
جدول ۳-۹. پارامترهای متغیر بعد از رگرسیون.....	۵۲
جدول ۳-۱۰. پارامترهای ضریب اثر متقابل دوتایی قبل از رگراسیون.....	۵۴
جدول ۳-۱۱. پارامترهای ضریب اثر متقابل دوتایی بعد از رگراسیون.....	۵۵
جدول ۳-۱۲. ضریب انتقال حجمی قبل از رگراسیون.....	۵۵
جدول ۳-۱۳. ضریب انتقال حجمی بعد از رگراسیون.....	۵۶
جدول ۳-۱۴. مقایسه مقادیر آزمایشگاهی و شبیهسازی فشار اشباع و چگالی و ضریب حجمی انبساط نفت.....	۵۷
جدول ۴-۱. خصوصیات شکاف مخزن مورد مطالعه.....	۶۶
جدول ۴-۲. خصوصیات آب سازندی مخزن مورد مطالعه.....	۶۶
جدول ۴-۳. مقادیر تراوایی نسبی آب و نفت در سیستم دو فازی آب-نفت.....	۶۸
جدول ۴-۴. مقادیر تراوایی نسبی گاز و نفت در سیستم دو فازی گاز-نفت.....	۶۹
جدول ۴-۵. مقادیر فشار موئینگی در سیستم های دو فازی نفت-آب و گاز-نفت.....	۷۰
جدول ۴-۶. مشخصات مختصات چاه ها در مخزن مورد مطالعه.....	۷۲
جدول ۴-۷. شرایط اولیه و اطلاعات مخزن.....	۷۴
جدول ۴-۸. نرخ تولید تجمعی چاهها در طول هفت سال (میزان بشکه تولیدی).....	۷۴
جدول ۴-۹. مختصات چاههای تزریقی آب.....	۷۷
جدول ۴-۱۰. مختصات چاههای تزریقی در روشهای WAG.....	۷۹
جدول ۴-۱۱. چاههای تولیدی اضافه شده.....	۸۰
جدول ۴-۱۲. مقدار بازیافت نفت در لایه ی دوم و سوم در فرآیند WAG ۱۶ ماهه در سناریوی اول، دوم و سوم.....	۸۴
جدول ۴-۱۳. مقدار بازیافت نفت در لایه ی دوم و سوم در فرآیند WAG ۱۸ ماهه در سناریوی چهارم، پنجم و ششم.....	۹۰
جدول ۴-۱۴. مقدار بازیافت نفت در لایه ی دوم و سوم در فرآیند WAG ۲۴ ماهه در سناریوی هفتم، هشتم و نهم.....	۹۴
جدول ۴-۱۵. مقادیر بازیافت نفت در لایه های دوم و سوم در روش WAG ۱۸ ماهه برای نسبت های تزریق ۱:۱، ۱:۳ و ۱:۳.....	۹۸
جدول ۴-۱۶. مقادیر بازیافت نفت در لایه های دوم و سوم در روش SWAG با نسبت های تزریق ۱:۱، ۱:۲ و ۱:۳.....	۱۰۵
جدول ۴-۱۷. مقادیر بازیافت نفت در لایه های دوم و سوم در روش SSWAG با نسبت های تزریق ۱:۱، ۱:۲ و ۱:۳.....	۱۱۰
جدول ۴-۱۸. نرخ بازیافت متناسب با نرخ تزریق.....	۱۱۳

- جدول ۴-۱۹. تأثیر نرخ تزریق فوم بر روی بازیافت نفت در لایه های دوم و سوم ۱۱۴
- جدول ۴-۲۰. نرخ بازیافت در برابر نرخ تزریق سورفکتانت-پلیمر ۱۱۷
- جدول ۴-۲۱. مختصات چاه های تولیدی جدید در مخزن مورد مطالعه ۱۲۴
- جدول ۴-۲۲. مقدار بازیافت نفت در ناحیهی مورد تهاجم آب برای چاه های با مختصات جدید ۱۲۵
- جدول ۴-۲۳. مقادیر بازیافت نفت در لایه های دوم و سوم برای چاه های با مختصات جدید ۱۲۶

فهرست اشکال

- شکل ۱-۱. ناحیه بندی مخازن شکافدار..... ۶
- شکل ۱-۲. ماتریس غوطه‌ور در آب..... ۷
- شکل ۱-۲. نرخ تولید نفت در دنیا از ۱۹۸۰ تا ۲۰۱۲..... ۱۸
- شکل ۱-۳. نقشه UGC مخزن..... ۳۰
- شکل ۲-۳. لایه‌های مخزن..... ۳۰
- شکل ۳-۳. گسل‌های مخزن..... ۳۱
- شکل ۳-۴. توزیع تخلخل در لایه ۱..... ۳۲
- شکل ۳-۵. توزیع تخلخل در لایه ۲..... ۳۳
- شکل ۳-۶. توزیع تخلخل در لایه ۳..... ۳۳
- شکل ۳-۷. توزیع نفوذپذیری در لایه ۱..... ۳۴
- شکل ۳-۸. توزیع نفوذپذیری در لایه ۲..... ۳۴
- شکل ۳-۹. توزیع نفوذپذیری در لایه ۳..... ۳۵
- شکل ۳-۱۰. توزیع نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل در لایه ۱..... ۳۶
- شکل ۳-۱۱. توزیع نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل در لایه ۲..... ۳۶
- شکل ۳-۱۲. توزیع نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل در لایه ۳..... ۳۷
- شکل ۳-۱۳. قالب کار با استفاده از نرم‌افزار FLOGRID..... ۳۷
- شکل ۳-۱۴. توزیع گریدها در جهت X و Y..... ۳۸
- شکل ۳-۱۵. توزیع گریدها در جهت Z..... ۳۹
- شکل ۳-۱۶. سیستم BLOCK-CENTERED..... ۳۹
- شکل ۳-۱۷. سیستم POINT-CENTER..... ۴۰
- شکل ۳-۱۸. حجم نسبی در برابر فشار در آزمایش CCE..... ۴۴
- شکل ۳-۱۹. مقادیر تجربی و محاسبه شده حجم نسبی کل در مقابل فشار در آزمایش CCE..... ۵۸
- شکل ۳-۲۰. مقادیر تجربی و محاسبه شده چگالی سیال در مقابل فشار در آزمایش DL..... ۵۸
- شکل ۳-۲۱. مقادیر تجربی و محاسبه شده نسبت گاز به نفت در مقابل فشار در آزمایش DL..... ۵۹
- شکل ۳-۲۲. مقادیر تجربی و محاسبه شده فاکتور ضریب حجمی نفت در آزمایش DL..... ۶۰
- شکل ۳-۲۳. مقادیر تجربی و محاسبه شده فاکتور ضریب حجمی گاز در آزمایش DL..... ۶۰
- شکل ۳-۲۴. مقادیر شبیه‌سازی و اندازه‌گیری شده گرانیوی در آزمایش DL..... ۶۱
- شکل ۱-۴. رابطه‌ی تخلخل و تراوایی..... ۶۷
- شکل ۲-۴. تراوایی نسبی آب و نفت در سیستم دوفازی آب-نفت..... ۶۹
- شکل ۳-۴. فشار موئینگی آب و نفت در سیستم دو فازی آب-نفت..... ۷۱
- شکل ۴-۴. فشار مخزن در برابر زمان برای شبکه بندی‌های متفاوت..... ۷۲
- شکل ۴-۵. شبکه بندی و قرار گرفتن چاه‌ها..... ۷۳
- شکل ۴-۶. تغییرات فشار مخزن، نرخ تولید و تولید کلی در مدت ۷ سال..... ۷۵

- شکل ۴-۷. فشار ماتریس مخزن در زمان اولیه ۷۵
- شکل ۴-۸. فشار ماتریس مخزن در انتهای هفت سال ۷۶
- شکل ۴-۹. نواحی مخزن در زمان اولیه ۷۶
- شکل ۴-۱۰. نواحی مخزن بعد از هفت سال تولید ۷۷
- شکل ۴-۱۱. تغییرات مقادیر اشباع نفت و آب در مدت پنج سال تزریق آب در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب ۷۸
- شکل ۴-۱۲. تغییرات فشار مخزن در فرآیندهای تخلیه طبیعی مخزن به مدت ۷ سال و تزریق آب به مدت ۵ سال ... ۷۹
- شکل ۴-۱۳. مقایسه بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم در فرآیند WAG ۱۶ ماهه در سناریوهای اول، دوم و سوم ۸۲
- شکل ۴-۱۴. تغییرات فشار مخزن در فرآیند WAG ۱۶ ماهه در سناریوهای اول، دوم و سوم ۸۳
- شکل ۴-۱۵. تغییرات نسبت گاز به نفت در فرآیند WAG ۱۶ ماهه در سناریوهای اول، دوم و سوم ۸۴
- شکل ۴-۱۶. مقادیر بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در فرآیند WAG ۱۶ ماهه در سناریوهای اول، دوم و سوم .. ۸۵
- شکل ۴-۱۷. تغییرات اشباع‌های نفت و آب در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در فرآیند WAG ۱۶ ماهه در سناریوهای اول، دوم و سوم ۸۶
- شکل ۴-۱۸. تغییرات بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم در فرآیند WAG ۱۸ ماهه در سناریوهای چهارم، پنجم و ششم ۸۷
- شکل ۴-۱۹. تغییرات فشار مخزن در فرآیند WAG ۱۸ ماهه در سناریوهای چهارم، پنجم و ششم ۸۸
- شکل ۴-۲۰. تغییرات نسبت گاز به نفت در روش WAG ۱۸ ماهه در سناریوهای چهارم، پنجم و ششم ۸۹
- شکل ۴-۲۱. تغییرات بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در فرآیند WAG ۱۸ ماهه در سناریوهای چهارم، پنجم و ششم ۹۰
- شکل ۴-۲۲. تغییرات اشباع‌های نفت و آب در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در فرآیند WAG ۱۸ ماهه در سناریوهای چهارم، پنجم و ششم ۹۱
- شکل ۴-۲۳. بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم در فرآیند WAG ۲۴ ماهه در سناریوهای هفتم، هشتم و نهم ۹۲
- شکل ۴-۲۴. تغییرات فشار مخزن در فرآیند WAG ۲۴ ماهه در سناریوهای هفتم، هشتم و نهم ۹۳
- شکل ۴-۲۵. تغییرات نسبت گاز به نفت در روش WAG ۲۴ ماهه در سناریوی هفتم، هشتم و نهم ۹۴
- شکل ۴-۲۶. تغییرات بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در فرآیند WAG ۲۴ ماهه در سناریوهای هفتم، هشتم و نهم ۹۵
- شکل ۴-۲۷. تغییرات اشباع‌های نفت و آب در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در فرآیند WAG ۲۴ ماهه در سناریوی هفتم، هشتم و نهم ۹۶
- شکل ۴-۲۸. بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم در فرآیند WAG ۱۸ ماهه با نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ ۹۸
- شکل ۴-۲۹. تغییرات بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در فرآیند WAG ۱۸ ماهه با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ ۹۹
- شکل ۴-۳۰. تغییرات اشباع‌های نفت و آب در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در فرآیند WAG ۱۸ ماهه با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ ۱۰۰
- شکل ۴-۳۱. بازیافت نفت در ناحیه مورد تهاجم در فرآیند SWAG با نسبت‌های ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ ۱۰۲
- شکل ۴-۳۲. تغییرات نسبت گاز به نفت در روش SWAG با نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ ۱۰۳
- شکل ۴-۳۳. نسبت گاز به نفت مخزن و گاز به نفت تولیدی چاه‌های MG-08 و MG-09 در روش SWAG با نسبت ۳:۱ ۱۰۴
- شکل ۴-۳۴. تغییرات بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در فرآیند SWAG با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ ۱۰۵

شکل ۴-۳۵. تغییرات اشباع‌های نفت و آب در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در فرآیند SWAG با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱.....	۱۰۶
شکل ۴-۳۶. بازیافت نفت در ناحیه مورد تهاجم در فرآیند SSWAG با نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱.....	۱۰۸
شکل ۴-۳۷. تغییرات نسبت گاز به نفت در روش SSWAG با نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱.....	۱۰۹
شکل ۴-۳۸. نسبت گاز به نفت مخزن و گاز به نفت تولیدی چاههای MG-08 و MG-09 در روش SSWAG با نسبت ۳:۱.....	۱۱۰
شکل ۴-۳۹. تغییرات بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در فرآیند SSWAG با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱.....	۱۱۱
شکل ۴-۴۰. تغییرات اشباع‌های نفت و آب در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در فرآیند SSWAG با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱.....	۱۱۲
شکل ۴-۴۱. تأثیر نرخ تزریق فوم بر روی بازیافت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب.....	۱۱۴
شکل ۴-۴۲. تأثیر نرخ تزریق فوم بر روی پارامتر بازیافت در لایه‌های دوم و سوم.....	۱۱۵
شکل ۴-۴۳. تأثیر غلظت فوم تزریقی بر روی بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب.....	۱۱۶
شکل ۴-۴۴. تأثیر نرخ تزریق سورفکتانت-پلیمر بر روی بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب.....	۱۱۸
شکل ۴-۴۵. تأثیر نرخ تزریق بر روی جذب سورفکتانت-پلیمر توسط سنگ در بلوک (۴،۴۹،۱۸).....	۱۱۹
شکل ۴-۴۶. تأثیر نرخ تزریق سورفکتانت-پلیمر بر روی فشار مخزن در نرخ‌های تزریق متفاوت.....	۱۲۰
شکل ۴-۴۷. تأثیر نرخ تزریق سورفکتانت-پلیمر بر روی بازیافت در لایه‌ی دوم.....	۱۲۱
شکل ۴-۴۸. تأثیر نرخ تزریق سورفکتانت-پلیمر بر روی بازیافت در لایه‌ی سوم.....	۱۲۱
شکل ۴-۴۹. مقدار غلظت تزریقی در دو حالت ۵ LB/STB و ۸ LB/STB.....	۱۲۲
شکل ۴-۵۰. تأثیر جذب سورفکتانت توسط سنگ بر روی فشار موئینه در بلوک (۴،۴۹،۱۸).....	۱۲۳
شکل ۴-۵۱. مقایسه بازیافت نفت برای دو نرخ تولید ۱۵۰۰STB/DAY و ۱۰۰۰STB/DAY در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب.....	۱۲۵
شکل ۴-۵۲. مقایسه بازیافت نفت برای دو نرخ تولید ۱۵۰۰STB/DAY و ۱۰۰۰STB/DAY در لایه‌های دوم و سوم.....	۱۲۶

فهرست علائم

علائم یونانی

σ	پارامتر شکل شکاف
σ	کشش بین سطحی
$\Delta\rho$	اختلاف چگالی
μ	ویسکوزیته سیال
ϕ	تخلخل
Ω_a	ضریب معادله حالت
Ω_b	ضریب معادله حالت
v	حجم مولی

علائم

C	ضریب تصحیح
DZ_{mat}	ارتفاع بلوک
$^{\circ}F$	درجه فارنهایت
K_f	نفوذپذیری درونی شکاف
K_{rw}	نفوذپذیری نسبی آب
K_{ro}	نفوذپذیری نسبی آب
K	نفوذپذیری مطلق
P	فشار
P_c	فشار موئینگی
P_{cow}	فشار موئینگی فاز نفت و آب
P_o	فشار نفت
P_w	فشار نفت
R	ثابت جهانی گازها

S	ضریب انتقال حجمی
S_{or}	اشباع نفت باقی مانده
S_{iw}	اشباع آب کاهش نیافتنی
S_g	اشباع گاز
S_o	اشباع نفت
S_w	اشباع آب
S_{wr}	اشباع باقی مانده فاز تر
T	دما
T_c	دمای بحرانی
T_b	دمای جوش
U	سرعت سیال
V_c	حجم بحرانی
V^{cor}	حجم مولی تصحیح شده
Z_c	ضریب تراکم پذیری بحرانی

فهرست اختصارات

API(American petroleum Institute)	انستیتو نفت آمریکا
ASP(Alkaline-Surfactant-Polymer)	آلکالین-سورفکتانت-پلیمر
BBL(Barrel)	بشکه
CCE(Constant Composition Expansion)	انبساط ترکیب ثابت
DL(Differential Liberation)	انبساط جزئی
EORE(Enhanced Oil Recovery)	ازدیاد برداشت
FAWAG(Foam Assisted Water Alternating Gas)	تزریق متناوب آب و گاز به همراه فوم
FOPT (Field Oil Production Total)	کل نفت تولیدی از میدان
FOPR (Field Oil Production Rate)	نرخ نفت تولیدی از میدان
FPR (Field Pressure)	فشار میدان
FVF(Formation Volume Factor)	ضریب حجمی سازند
GOR(Gas Oil Ratio)	نسبت گاز به نفت
LBC	Lorentz-Bray-Clark
MSCF(Million Standard Cubic Feet)	میلیون فوت مکعب استاندارد
NTG (Net to gross)	درجه خلوص سنگ مخزن
Rcal (Routine Core Analysis)	آنالیز معمولی مغزه
RWSAT(Region Water Saturation)	اشباع آب ناحیه
ROE(Region Oil Efficiency)	بازیافت نفت ناحیه
ROSAT(Region Oil Saturation)	اشباع نفت ناحیه
Scal (Special Core Analysis)	آنالیز ویژه مغزه
STB(Standard Barrel)	بشکه استاندارد

SWAG(Simultaneous Water Alternating Gas)	تزریق همزمان آب و گاز
SSWAG(Selective Simultaneous Water Alternating Gas)	تزریق همزمان و انتخابی آب و گاز
UGC (Under Ground Contour)	نقشه های زمین شناسی
WOC (Water Oil Contact)	سطح تماس آب و نفت
WAG(Water Alternating Gas)	تزریق متناوب آب و گاز

فصل ۱

مقدمه

۱-۱. مقدمه

مخازن شکافدار^۱ طبیعی درصد مهمی از ذخایر و تولید روزانه هیدروکربن را در سراسر جهان دارند. به طوری که تخمین زده می‌شود حدود نیمی از ذخایر نفت دنیا در مخازن شکافدار می‌باشد. یکی از معروف‌ترین نواحی دارای مخازن شکاف دار در دنیا، ناحیه جنوب غربی ایران می‌باشد. درصد بسیاری از ذخیره نفت ایران در این ناحیه واقع شده است [۱].

مخازن شکافدار مخازنی هستند که به طور طبیعی، تخلخل و تراوایی به صورت ناهمگونی در آنها توزیع شده است. جریان سیال به طور کلی در چنین مخازنی به شدت بستگی به خواص جریان در شبکه‌ی شکاف و ماتریس دارد. این خواص به صورت مثبت و گاهی منفی عمل می‌کنند. مثلاً شکاف‌ها باعث سهولت جریان برای سیال نفت می‌شوند که عامل مثبتی به منظور تولید می‌باشند ولی برای سیالات آب و گاز پدیده مخروطی شدن^۲ را تسریع می‌کنند [۲].

با توجه به قابلیت بالای مخازن شکافدار برای تولید و همچنین به دلیل پیچیدگی‌های این مخازن، تولید در چنین مخازنی از بزرگ‌ترین چالش‌های صنعت نفت می‌باشد. از جمله مشکلات، تولید در ناحیه مورد تهاجم آب^۳ می‌باشد که در این حالت از روش‌های افزایش تولید بسته به نوع شرایط مخزن استفاده می‌شود. با اجرای این پروژه، مقایسه‌ای بین پارامترهایی مانند فشار مخزن و ضریب بازیافت بدست‌آمده از روش‌های مختلف (EOR (Enhanced Oil Recovery با استفاده از نرم-افزار ECLIPSE به منظور انتخاب بهترین روش مقایسه انجام گرفته است.

¹ Fracture reservoir

² Coning

³ Water invaded zone

۲-۱. خصوصیات فیزیکی مخازن شکافدار

خواص سنگ و سیال در چندین دهه گذشته به طور گسترده‌ای مورد مطالعه قرار گرفته است که حاصل این مطالعات در کتاب‌ها، مقالات و دستورالعمل‌ها چاپ شده است. بعضی از خواص ویژه سنگ مانند تراوایی نسبی، فشار موئینگی و ... هم‌زمان با مطالعه بر روی رفتار سیال (PVT)^۱ بسط داده شده‌اند. تمام این داده‌ها مبنای مطالعات مهندسان مخزن می‌باشد. از آنجایی که هدف از اجرای این پروژه شبیه‌سازی یکی از مخازن شکافدار می‌باشد، به توصیف چندین خصوصیت این دسته مخازن پرداخته می‌شود.

۱-۲-۱. تخلخل^۲

تخلخل در سنگ‌های مخازن شکافدار به دو دسته تقسیم می‌شود: نوع اول تخلخل بین دانه‌ای است که توسط فضای خالی در بین دانه‌های سنگ شکل می‌گیرند و نوع دوم تخلخلی است که توسط فضای خالی شکاف‌ها و حفره‌ها به وجود می‌آید.

نوع اول این تخلخل معمولاً تخلخل اولیه نامیده می‌شود که در سنگ‌های ماسه‌ای و کربناته یافت می‌شود. نوع دوم تخلخل نیز تخلخل ثانویه است که در سنگ‌های فشرده، ترد و شکننده مانند شیل‌ها، ماسه‌سنگ‌های شیلی، سیلت‌ها و شیست‌ها و غیره یافت می‌شود. در مخازن شکافدار تخلخل کل از حاصل جمع تخلخل اولیه و ثانویه به دست می‌آید.

^۱ Pressure-Volume-Temperature

^۲ Porosity

۱-۲-۲. تراوایی^۱

مفهوم تراوایی که در مخازن بدون شکاف استفاده می‌شود، در مخازن شکاف‌دار نیز به کار گرفته می‌شود. در مخازن شکاف‌دار که دارای دو سیستم (ماتریس و شکاف) می‌باشند منظور از تراوایی، تراوایی ماتریس و تراوایی شکاف می‌باشد.

✓ تراوایی درونی شکاف

تراوایی درونی شکاف k_f ، به صورت هدایت‌پذیری جریان سیال در یک شکاف و یا در شبکه‌ی شکاف‌ها تعریف می‌شود. این پارامتر مستقل از ماتریس سنگ است. در حقیقت این پارامتر هدایت-پذیری یک شکاف یا گروهی از کانال‌ها (شبکه شکاف) می‌باشد.

✓ تراوایی معمولی شکاف

بر خلاف تعریف بالا، تراوایی معمولی شکاف (بر پایه تعریف کلاسیک داری) علاوه بر شکاف به ماتریس سنگ در یک واحد هیدرودینامیکی نیز، بستگی دارد.

✓ تراوایی سیستم شکاف-ماتریس

تراوایی سیستم شکاف ماتریس به صورت ساده مجموع تراوایی شکاف-ماتریس تعریف می‌شود [۳].

✓ تراکم‌پذیری^۲ در سنگ‌های شکاف‌دار

¹ Permeability

² Compressibility

در مخازن شکافدار تراکم‌پذیری سنگ نقش مهمی را دارد. این پارامتر زمانی از اهمیت زیادی برخوردار می‌شود که بین دو تخلخل ماتریس و شکاف اختلاف زیادی وجود داشته باشد. تراکم‌پذیری منافذ به صورت تغییرات نسبی تخلخل به دلیل تغییر در فشار منفذی تعریف می‌شود که در طول این فرآیند فشار لایه‌ها ثابت می‌باشد.

در مخازن شکافدار تأثیر نیروی خارجی بستگی به جهت شکاف در طول سنگ‌ها دارد. زمانی که نیروی خارجی و جهت شکاف در یک جهت مشابه وارد شود، تغییر در تخلخل شکاف کمتر از زمانی است که جهت شکاف و نیروی خارجی عمود برهم باشند [۴].

✓ ضریب انتشار^۱

در چاه‌هایی که در مخازن شکافدار حفاری می‌شوند، ابتدا خواص نفت در ستون نفتی یکسان می‌باشد که این به دلیل انتشار گاز محلول بین نفت واقع در شکاف و نفت واقع در ماتریس می‌باشد. در بلوک‌های با اندازه‌های کوچک‌تر این فرآیند تأثیر بیشتری دارد. در چنین مخازنی در حضور همرفت حرارتی، تماس بین نفت در ناحیه تماس نفت و گاز^۲ و نفت داخل ماتریس با وجود اینکه دارای ماهیت مشابه نیستند به وجود می‌آید. هرچه اختلاف بین فشار مخزن و فشار اشباع بیشتر باشد، مقدار ضریب انتشار افزایش می‌یابد [۴].

¹ Diffusion Coefficient

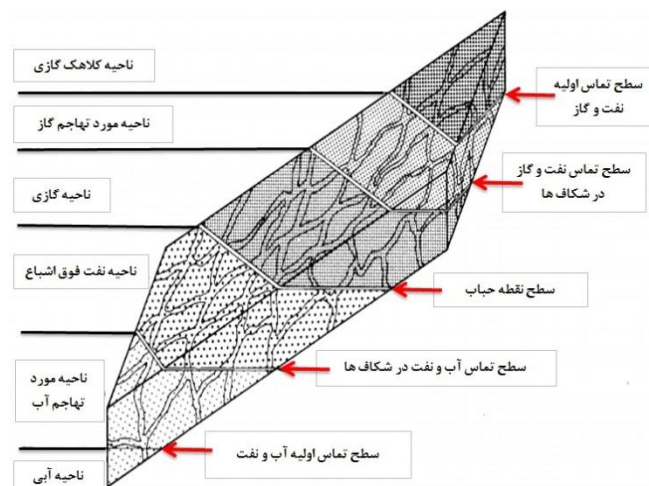
² Gas oil contact

۳-۲-۱. ناحیه بندی مخازن بر اساس اشباع ماتریس

الف. مخزن تولید نشده که شامل کلاهک گازی^۱ و ناحیه نفتی که در تماس با ناحیه آبد^۲ می باشد. در این مورد خواص سیال همگن می باشد به طوری که فشار حباب^۳ در ناحیه محصور بین سطح تماس نفت-گاز و نفت-آب ثابت می باشد.

ب. بعد از تولید و افت فشار ناشی از آن، سطح نفت-گاز به سمت پایین و سطح آب-نفت به سمت بالا سوق پیدا می کند. در این فرآیند فشار حباب ثابت فرض می شود که مخزن را به صورت عمودی می توان به چندین بخش از جمله ناحیه کلاهک گازی، ناحیه مورد تهاجم گاز، ناحیه گازی، ناحیه نفتی، ناحیه مورد تهاجم آب و ناحیه آبی تقسیم کرد.

ج. با مرور زمان فشار مخزن بیشتر کاهش می یابد. با فرض اینکه فشار حباب ثابت باشد، زمانی وجود دارد که فشار نفت در ناحیه مورد تهاجم آب کمتر از فشار حباب خواهد بود. در این موقعیت، ناحیه گازی تا سر حد ناحیه مورد تهاجم آب به وجود خواهد آمد [۳].



شکل ۱-۱. ناحیه بندی مخازن شکاف دار [۳]

¹ Gas cap

² Aquifer

³ Bubble point pressure

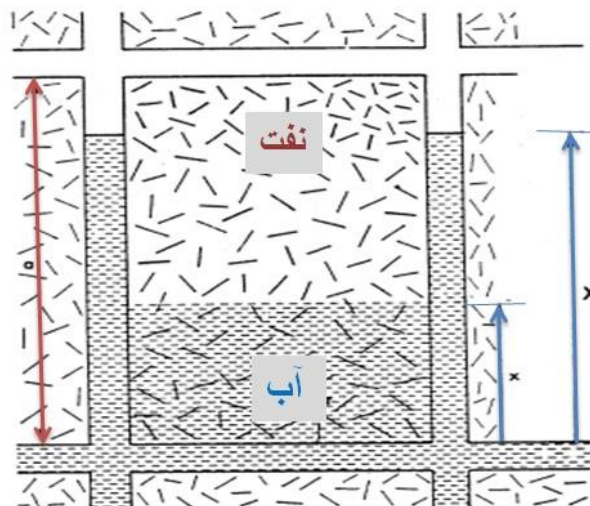
۱-۲-۴. مکانیزم های تولید در مخازن شکافدار

رانش توسط گاز محلول یکی از مکانیزم‌هایی است که نقش مهمی را در تولید نفت و همچنین بررسی عملکرد اکثر مخازن دارد. در مخازن شکافدار افت فشار نسبت به مخازن معمولی کمتر است به طوری که در طول سال در حدود چندین بار کاهش می‌یابد. اندازه بلوک ماتریس در مخازن شکافدار، نسبت به ضخامت ستون نفتی کوچک‌تر است، بنابراین گاز جدا شده به دلیل افت فشار مسیر کوتاهی را طی می‌کند و سریع به شبکه شکاف می‌رسد. گاز جدا شده به دلیل وجود شکاف به ناحیه کلاهدک گازی می‌رسد و در نهایت اختلاف فشار بین چاه و شعاع تحت پوشش چاه کم می‌شود [۴].

زمانی که یک ماتریس اشباع از نفت به طور کامل یا نسبی در آب یا گاز غوطه‌ور باشد دو مجموعه از نیروها در جابجایی نفت توسط آب یا گاز شرکت می‌کنند [۵]:

الف. نیروی ثقلی به دلیل اختلاف چگالی بین نفت و آب (گاز)

ب. نیروی مؤینگی به دلیل نیروهای سطحی موجود در منافذ [۵].



شکل ۱-۲. ماتریس غوطه‌ور در آب [۵]

بازیافت نفت توسط فرآیند آشام به خوبی به عنوان یک مکانیزم در مخازن شکافدار شناخته شده است. در این فرآیند فاز غیر تر، توسط فاز تر جابجا می شود [۵].

تاثیرات شکل ماتریس، ترشوندگی، کشش بین سطحی در فرآیند آشام توسط محققان مورد بررسی قرار گرفت. وقتی که محیط متخلخل توسط فاز غیر تر اشباع شده باشد، از سطح پایینی، آب به سمت بالا حرکت می کند. نرخ پیشروی آب بستگی به فشار موئینگی، تراوایی نمونه و اختلاف چگالی دو سیال دارد [۶].

زمانی که شرایط نامساعدی مانند سنگینی نفت، اندازه بزرگ ماتریس، نیروی کشش سطحی^۱ بالا، نفوذپذیری کم ماتریس، نفت تر بودن ماتریس و ارتباط ضعیف شکافها در مخزن وجود داشته باشد، برای افزایش بازیافت نفت از ماتریس استفاده از روشهای کاربردی نظیر تزریق آب و گاز، روش های حرارتی، روش های شیمیایی و... اجتناب ناپذیر است. آب و گاز را می توان به منظور برداشت نفت ماتریس توسط نیروهای موئینگی^۲ و ثقلی^۳ تزریق کرد. چنانچه نفت ماتریس سنگین باشد و یا اینکه مخزن کم تر آب دوست^۴ باشد، روش تزریق آب و گاز ممکن است افزایش قابل توجهی در جهت بهبود عملکرد تولید نداشته باشد. در این موارد روش های حرارتی و تزریق مواد شیمیایی را می توان برای غلبه بر این محدودیتها به کار برد [۷].

۱-۲-۵. طبقه بندی مخازن شکافدار

با مطالعه جامع بر روی مخازن شکافدار در ایالات متحده آمریکا، چهار دسته از مخازن شکافدار بر اساس نسبت بین نفوذپذیری و تخلخل به شرح زیر تعریف شده اند:

¹ Interfacial tension

² Capillary force

³ Gravity

⁴ Water wet

نوع I - تخلخل و نفوذپذیری بسیار کم در ماتریس؛ شبکه به هم پیوسته شکاف به عنوان ذخیره‌سازی هیدروکربن و کنترل‌کننده جریان سیال برای تولید عمل می‌کند.

نوع II - تخلخل و نفوذپذیری کم ماتریس؛ مقداری از هیدروکربن در ماتریس ذخیره شده است. شکستگی‌ها کنترل‌کننده جریان سیال می‌باشند.

نوع III - تخلخل بالای ماتریس و نفوذپذیری پایین ماتریس؛ عمده هیدروکربن در ماتریس ذخیره شده است. ماتریس ظرفیت ذخیره‌سازی را فراهم می‌کند، وظیفه شبکه شکاف حمل‌ونقل هیدروکربن‌ها به چاه برای تولید می‌باشد.

نوع IV - تخلخل و نفوذپذیری بالای ماتریس؛ شبکه‌ی شکاف اثرات کمتری بر روی جریان سیال دارد. در این نوع طبقه‌بندی شکستگی تنها باعث افزایش نفوذپذیری و ماتریس علاوه بر ذخیره‌سازی سیال، هدایت‌کننده‌ی سیال نیز است [۸].

۱-۳. گذری بر روش‌های ازدیاد برداشت

روش‌های تولید نفت از میادین نفتی عمدتاً به سه دسته تولید اولیه^۱، تولید ثانویه^۲ و ازدیاد برداشت^۳ تقسیم‌بندی می‌شوند. روش‌های ازدیاد برداشت نیز خود به پنج دسته کلی کنترل تحرک پذیری^۴، حرارتی^۵، شیمیایی^۶، امتزاجی^۷، میکروبی^۸، تقسیم می‌شوند. فوم‌ها به عنوان کنترل‌کننده تحرک‌پذیری به کار برده می‌شوند و معمولاً کاربرد آنها کاهش تحرک‌پذیری گازها می‌باشد.

¹ Primary Recovery

² Secondary Recovery

³ Tertiary Recovery or EOR

⁴ Mobility Control

⁵ Thermal

⁶ Chemical

⁷ Miscible

⁸ Microbial

فرآیندهای شیمیایی که می‌توان از سورفکتانت‌ها^۱ و آلکالین‌ها^۲ نام برد که رفتار فازی و کاهش نیروی بین سطحی را تحت کنترل خود در می‌آورند. در بعضی از نمونه‌ها، کنترل تحرک پذیری از دیگر کاربردهای این دسته می‌باشد. در فرآیندهای امتزاج پذیر سیال تزریقی به طور مستقیم در یک یا چندین مرحله با نفت امتزاج می‌یابد و نهایتاً ترکیب سیال مخزن تغییر می‌کند. رفتار فازی مهم‌ترین پارامتر در استفاده از این دسته از روش‌های ازدیاد برداشت می‌باشد. فرآیندهای حرارتی تکیه بر انرژی حرارتی دارد. تزریق بخار و همچنین احتراق درجا توسط اکسیژن یا هوا در این طبقه‌بندی قرار می‌گیرند. تغییر گرانیوی نفت، رسیدن به رفتار فازی مطلوب و در بعضی مواقع فعل‌وانفعالات شیمیایی مهم‌ترین مکانیزم‌هایی هستند که منجر به تولید نفت می‌شوند. در آخرین دسته روش‌هایی مانند میکروبی، یا تزریق دی‌اکسید کربن قرار می‌گیرند که هر کدام کاربرد مختص به خود را دارند [۹].

۱-۳-۱. تزریق گاز

وقتی مخلوط گاز در محیط متخلخلی که دارای نفت است تزریق می‌شود، مجموعه‌ای از فعل‌وانفعالات بسته به نوع فرآیند و ترکیب سیالات اتفاق می‌افتد، در تزریق گاز امتزاجی اجزای گاز تا زمان رسیدن به تعادل شیمیایی در نفت حل می‌شوند. فازهای مایع و گاز به دلیل اختلاف فشار با سرعت خاصی که بستگی به اشباع و دیگر خواص مانند چگالی و گرانیوی دارد به سمت چاه حرکت می‌کند. در هر مرحله از تزریق به دلیل حل شدن گاز در نفت، رفتار متفاوتی از سیال مخزن مشاهده می‌گردد [۱۰].

تزریق گاز در مخازن کربناته مقدار بازیافت نهایی را افزایش می‌دهد. زمانی تزریق گاز مطلوب خواهد بود که راندمان جاروبی در جهت‌های افقی و عمودی بالا باشد.

¹ Surfactant

² Alkaline

این پارامتر بستگی به تخلخل سیستم دارد. در مخازن شکافدار محاسبه نفت قابل بازیافت به عوامل زیر بستگی دارد:

۱. اختلاف فشار بین ماتریس و شکاف،

۲. کیفیت و توزیع اشباع گاز در ماتریس و شکاف،

۳. کیفیت و نرخ آب ورودی [۱۱].

۱-۳-۲. کف^۱

با توسعه مخازن نفت و گاز، روش‌های افزایش برداشت کاربرد روزافزون پیدا کرده است. کف‌ها به منظور کنترل تحرک‌پذیری و جلوگیری از رخنه گازها در لایه نفتی استفاده می‌شود. کف‌ها با ایجاد یک مقاومت در گلوگاه‌های بزرگ، مسیر جریان سیال را به سمت ناحیه‌ی با تراوایی متوسط و کم هدایت می‌کنند. با توجه به مکانیزم، کف‌ها به دو دسته جریانی^۲ و غیر جریانی^۳ تقسیم می‌شوند. کف-های جریانی در سازند تحت تأثیر نیروهای هم جهت در طی عملیات تولید هیدروکربن حرکت می‌کنند (کنترل تحرک‌پذیری) و کف‌های غیر جریانی تحت تأثیر همین نیروها حرکت نمی‌کنند بلکه مسیر سیال را به مناطق با اشباع نفت بالا منحرف می‌کند (تأثیر در بلوکه کردن) [۱۲].

بازیافت نفت توسط کف‌ها تحت تأثیر عوامل زیر می‌باشد:

- ✓ پایداری کف‌ها که پارامتر بسیار مهمی در تضمین کارکرد این روش می‌باشد.
- ✓ شیوه تزریق؛ (تزریق هم‌زمان کف با گاز، تزریق متناوب کف با گاز و تزریق مستقیم کف سه روش متداول تزریق می‌باشد).
- ✓ نسبت گاز به مایع نیز می‌تواند در بازدهی سیلابزنی تأثیرگذار باشد [۱۳].

¹ Foam

² Flowing Foam

³ Nonflowing Foam

۳-۳-۱. تزریق متناوب آب و گاز^۱

فرآیندی که در آن توده گاز توسط آب و یا بالعکس به داخل مخزن تزریق شود به عنوان تزریق متناوب آب و گاز نامیده می‌شود. در سال های اخیر فرآیند تزریق آب و گاز با حالت های مختلف به عنوان یکی از روش های افزایش برداشت در میادین نفتی رشد قابل توجهی داشته است [۱۴].

تزریق متناوب آب و گاز به صورت زیر طبقه بندی می‌شود:

- ✓ تزریق متناوب آب و گاز امتزاجی
- ✓ تزریق متناوب آب و گاز غیر امتزاجی
- ✓ تزریق متناوب آب و گاز هیبریدی
- ✓ تزریق آب و گاز به صورت همزمان
- ✓ تزریق متناوب آب و گاز به صورت انتخابی و همزمان
- ✓ تزریق متناوب آب و گاز بعد از سیلابزنی توسط آب [۱۵].

۳-۳-۱. پلیمر^۲

سیلابزنی با آب به عنوان یک روش ساده و ارزان در برداشت ثانویه نفت به طور عمده مورد استفاده قرار گرفته است. علت این امر (۱) فراوانی آب، (۲) آسانی تزریق آب، (۳) توانایی آب در پخش شدن در ناحیه ی تولیدی مخزن و (۴) بازدهی آب برای جابجایی نفت درون ناحیه ی تولیدی مخزن می‌باشد. اما از مشکلات عمده ی سیلابزنی با آب میزان بازده جارویی ضعیف آن است [۱۶].

¹ WAG Injection

² Polymer

آنالیز کارایی سیلابزنی توسط پلیمر^۱ نه تنها دانش در مورد رفتار رئولوژی پلیمر را می‌طلبد بلکه نیاز به آگاهی در مورد ناهمگنی نقطه‌ای و کلی مخزن دارد.

بازده جاروبی^۲ به صورت نسبت حجم نفت در تماس با عامل جابجا کننده به حجم اولیه‌ی نفت درجا تعریف می‌شود. بازده جاروبی از نسبت تحرک‌پذیری، ساختار حفرات، تر شوندگی سنگ مخزن، ناهمگنی مخزن و شکاف‌ها و خصوصیات آن‌ها تأثیر می‌پذیرد [۱۷].

۱-۳-۵. سورفکتانت

در میان روش‌های سیلابزنی شیمیایی، استفاده از سورفکتانت به طور خاصی بر روی نفت معمولی (با درجه API بالاتر از ۲۵) باقیمانده در مخزن بعد از سیلابزنی با آب موثر است که می‌تواند تا ۶۰ درصد نفت درجای مخزن را تحت تأثیر قرار دهد. سورفکتانت‌ها ترکیبات آلی هستند که دارای گروه‌های هیدروفوبیک (دافع آب) که نقش دم و دنباله را دارد و گروه‌های هیدروفیلیک (جاذب آب) که نقش سر را دارد می‌باشند، بنابراین به تناسب ساختار مولکولی در حلال‌های آلی و آب حل می‌شوند و باعث کاهش کشش سطحی در فصل مشترک دو ماده می‌شوند. اساس سیلابزنی سورفکتانت بازیابی نفت باقیمانده در خلل و فرج می‌باشد که این نفت باقیمانده با کاهش شدید^۳ IFT میان آب و نفت به حرکت در می‌آید. چنانچه کشش بین سطحی کاهش یابد مقاومت در مقابل جریان به شدت کاهش می‌یابد و در صورتی که سورفکتانت خواص کیفی مناسبی داشته باشد IFT را تا 10^{-3} dynes/cm کاهش می‌دهد که به موجب آن ۱۰ تا ۲۰ درصد نفت درجا قابل بازیابی است.

¹ Polymer flooding

² Sweep Efficiency

³ InterFacial Tension

۱-۳-۶. آلکالین - سورفکتانت - پلیمر^۱

از آنجایی که در خیلی از مخازن سیلابزنی آب صورت گرفته است، روش‌های شیمیایی به منظور اجرا آسان می‌باشد چون نیاز به کمترین تجهیزات برای افزودن مواد شیمیایی به آب دارد. با افزودن پلیمر به آب گر انرژی سیال تزریقی بالا می‌رود که سبب اعمال نیروی بیشتر بر روی قطرات نفت^۲ و یا نوارهای باریک نفت^۳ می‌شود به طوری که باعث بیرون کشیدن نفت از فضاهای یک‌راهه^۴ می‌شود. طبق معادله (۱-۱) یکی از راه‌کارهای افزایش تولید توسط سورفکتانت، بالا بردن عدد مؤئینگی می‌باشد:

$$Nc = \frac{u\mu}{\sigma} \quad (1-1)$$

که در آن u سرعت و μ گر انرژی سیال تزریقی و σ کشش سطحی می‌باشد. با توجه به تعریف عدد مؤئینگی سه روش به منظور تولید بیش تر پیش رو می‌باشد:

✓ افزایش سرعت سیال تزریقی

✓ افزایش گر انرژی سیال تزریقی

✓ کاهش دادن کشش سطحی

معمولاً آلکالین به فرآیند تزریق سورفکتانت در روش آلکالین - سورفکتانت - پلیمر افزوده می‌شود که این ماده میزان جذب سورفکتانت را توسط دانه‌های سطحی کاهش می‌دهد [۱۸].

¹ Alkaline-Surfactant-Polymer

² Oil Droplet

³ Oil Film

⁴ Dead-end Pores

با توجه به قابلیت بالای مخازن شکافدار برای تولید و همچنین به دلیل پیچیدگی‌های این مخازن، تولید در چنین مخازنی از بزرگ‌ترین چالش‌های صنعت نفت می‌باشد. در این پروژه با استفاده از نرم افزار ECLIPSE روش‌های افزایش برداشت به منظور استحصال نفت باقیمانده در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب در یکی از مخازن شکافدار ایران شبیه سازی خواهد شد.

۴-۱. ساختار پایان نامه

در فصل ۲ پایان نامه، مطالعات تحقیقات گذشته و مشاهده نتایج گرفته‌شده بر روی روش‌های ازدیاد برداشت در مخازن شکافدار مختلف آورده شده است. در فصل ۳ نحوه شبکه بندی با استفاده از نرم افزار FLOGRID (که یک نرم‌افزار کاربردی جهت ساختن مدل‌های مخزن به منظور تفسیر داده‌های ژئوفیزیکی، زمین‌شناسی و همچنین شبیه‌سازی جریان سیال است.) توضیح داده می‌شود تا بتوانیم وضعیت ساختاری مخزن مورد نظر را بدست آوریم و مدل استاتیک مخزن را برای شبیه سازی آماده کنیم. سپس با اجرای رگراسیون در نرم افزار PVTi خصوصیات سیال مخزن (نخلخل، تراوایی، فشار، مکانیزم‌های تولید و ...) شبیه سازی می‌شود و مدل استاتیک سیال مخزن ساخته می‌شود. سپس با نتایج آزمایشگاهی تطبیق داده می‌شود و نتایج مقایسه می‌گردد و بیشترین و کمترین درصد خطای نسبی محاسبه می‌شود و سپس با استفاده از معادله حالت پنگ-رابینسون با تغییر پارامترهای متان و اجزای سنگین در روش تنظیم سازی، رگراسیون انجام می‌شود.

در فصل ۴ خروجی‌های بدست آمده از نرم افزار FLOGRID و نرم افزار PVTi را به منظور شبیه سازی مدل دینامیک و استاتیک مخزن مورد مطالعه به نرم افزار ECLIPSE می‌دهیم تا بتوانیم شبیه سازی سناریوهای روش‌های ازدیاد برداشت مورد نظر را بر روی مخزن مورد مطالعه انجام دهیم. برای استفاده از نرم‌افزار ECLIPSE نیاز به وارد کردن اطلاعات ورودی مانند شرایط اولیه مخزن، فشار موئینگی، تراوایی نسبی، خواص آب سازند و غیره می‌باشد. در این شبیه سازی از روش‌های تزریق متناوب آب و گاز، تزریق هم‌زمان آب و گاز، تزریق فوم و تزریق سورفکتانت- پلیمر با استفاده از نرم-

افزار ECLIPSE به منظور مقایسه‌ی پارامترهایی مانند ضریب بازیافت نفت و فشار مخزن استفاده خواهیم کرد. و در نهایت در فصل ۵ نتایج بدست آمده از شبیه سازی با نرم افزار ECLIPSE و نتایج حاصل از سناریوهای روش های مختلف ازدیاد برداشت، مورد مقایسه کیفی و کمی قرار می گیرد و در آخر روش بهینه ازدیاد برداشت که بهینه تولید را نتیجه می دهد در مخزن مورد مطالعه بر اساس پارامترهای ذکر شده در بالا معرفی می شود.

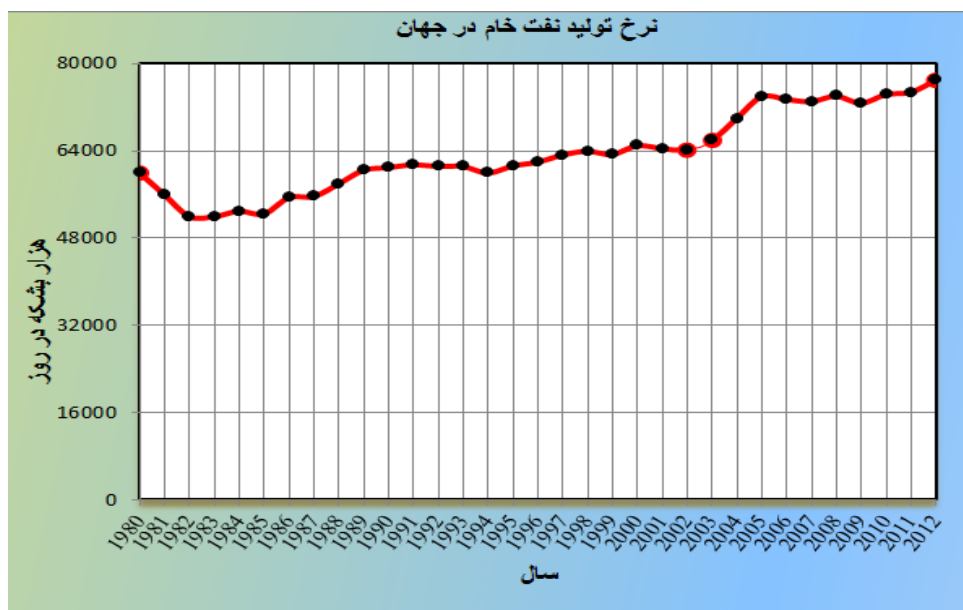
فصل ۲

مروری بر تحقیقات گذشته

۱-۲. مقدمه

از لحاظ تئوری و آزمایشگاهی تحقیقات گسترده‌ای به منظور شناخت مکانیزم‌های تولید در مخازن شکافدار صورت گرفته است. Cardwell و Parsons (۱۹۹۴)، Dumore (۱۹۷۰)، Dumore و Schole (۱۹۷۳)، Abgrall (۱۹۷۳) و Saidi (۱۹۷۹) از جمله برترین و قابل استنادترین کسانی هستند که در حوزه‌ی مخازن شکافدار مطالعات خود را انجام داده‌اند و به صورت گسترده‌ای بر این موضوع تاکید داشته‌اند [5,6,7,8].

با توجه به افزایش مصرف سالانه نفت و کم شدن ذخایر، این تحقیقات اهمیت روزافزونی را به خود می‌گیرند. شکل ۱-۲ میزان تولید نفت خام را در سال‌های ۱۹۸۰ تا ۲۰۱۲ در دنیا نشان می‌دهد [۱۹].



شکل ۱-۲. نرخ تولید نفت در دنیا از ۱۹۸۰ تا ۲۰۱۲ [۱۹]

در ادامه مطالعات تحقیقات گذشته و مشاهده نتایج گرفته‌شده بر روی روش‌های ازدیاد برداشت در مخازن شکافدار آورده شده است.

۲-۲. تزریق آب کربناته

پرز^۱ و همکاران آزمایش‌هایی را با استفاده از آب کربناته در نمونه سنگی شکافدار به شرح زیر انجام دادند:

مطالعات آشام آب بر روی نمونه ای به صورت پلاگ در فشار محدود^۲ ۲۰۰۰ psi انجام شده است. آب کربناته با دمای ۲۰°C در فشارهای مختلف در محدوده‌ی ۵۰ psi تا ۵۰۰ psi آزمایش شده است. در این مطالعه به منظور مشاهده‌ی اثر آشام آب کربناته، نرخ نفت تولیدی و بازیافت نهایی از روش رزونانس مغناطیسی هسته‌ای (NMR) استفاده شده است [۲۰].

۲-۳. روش کف

استفاده از کف‌هایی ارزشمند است که تأثیر مثبتی در کنترل تحرک پذیری و بلوکه کردن در عملیات‌های ازدیاد برداشت داشته باشند. از دیگر اهداف کف‌ها در مخازن شکافدار بستن شکاف‌ها و مناطق با تراوایی بالا می‌باشد. کف‌ها در مقایسه با ژل‌ها، بدون پایین آوردن کیفیت، از لحاظ اقتصادی هزینه کمتری دارند [۱۲].

۲-۴. روش‌های حرارتی

روش‌های حرارتی شامل انواع مختلفی از جمله تزریق بخار، احتراق درجا و ... می‌باشد. در روش‌های حرارتی، به عنوان مثال تزریق آب گرم یا بخار درون شکاف‌ها، می‌تواند با مقدار قابل توجهی از نفت المان‌های ماتریس در تماس باشد که در نتیجه سبب تولید نفت می‌شود. علاوه بر این، در دمای تزریقی، مقدار قابل توجهی از CO₂ آزاد می‌شود که سبب بهبود جابجایی و تولید نفت می‌شود. بازیافت نفت از مغزه‌های همگن و شکافدار با افزایش دمای بخار افزایش می‌یابد. در این آزمایش‌ها

¹ Perez

² Confining Pressure

مقدار نفت بازیافتی در ۲۰۰۰ درجه فارنهایت ۳۰ درصد نفت درجا بوده است. همچنین به ازای تزریق هر یک مول از آب در دمای بخار یک مول گاز CO₂ در خروجی مغزه تولید شده است. نتایج به دست آمده نشان می‌دهد که پارامترهای موثر بر دبی تولیدی نفت و نسبت آب به نفت تولیدی، اندازه‌ی بلوک‌های ماتریس، دبی تزریق بخار، اشباع‌ها و توزیع‌های اولیه و مقدار CO₂ تولیدی می‌باشد. پژوهشگران مختلفی نشان داده‌اند که برای حجم مشخصی از مخزن و اندازه‌ی بلوک‌ها، یک دبی تزریق بهینه وجود داشته و رسانایی گرمایی از شکاف‌ها به ماتریس عامل کنترل کننده است [۲۱].

در مطالعات اولیه، اجرای میدانی روش احتراق درجا در مخازن کربناته شکافدار، به دلیل کانال زدن^۱ هوای تزریقی از درون شکاف‌ها و نقطه‌ی شکست^۲ زودهنگام آن، به شکست انجامید [۲۲]. کاربرد روش احتراق درجا در مخازن شکافدار (مخازن کشورهای ایران و عمان) به صورت آزمایشگاهی تست شده و به دلیل کانال زدن هوای تزریقی از درون شکاف‌ها و کنار گذاردن نفت درجا، کاربرد موفقیت‌آمیزی را نشان داده است. بعدها نشان داده شد که احتراق درجا برای مخازن شکافدار مناسب و دارای درصد بازیافت بالایی در نواحی جاروب شده است. در آزمایش‌های انجام‌شده نقطه‌ی شکست اکسیژن در صورتی اتفاق می‌افتد که دبی هوای تزریقی از دبی بحرانی تزریق فراتر رود. این دبی بحرانی توسط مقدار بازشدگی شکاف‌ها^۳ کنترل می‌شود [۲۳].

تحقیقات بر روی میدان Qarn Alam کشور عمان به منظور بررسی مکانیزم‌های تولید در دمای ۹۰ درجه سانتی‌گراد انتظار حضور سه مکانیزم انبساط حرارتی، آشام موینگی و ریزش ثقلی را در تولید دارد. نتایج نشان می‌دهد تنها مکانیزم انبساط حرارتی برای رسیدن به بازیافت نهایی احتیاج به زمان بیش‌تری نسبت به زمان به کار برده شده در طول این آزمایش دارد. در ادامه آزمایش‌ها در دمای

¹Channeling

²Breakthrough

³Fracture Opening

۲۰۰ درجه سانتی گراد بدون استفاده از هیچ گونه سیالی (حذف کردن اثر آشام موینگی) افزایش چشمگیری را در بازیافت در اثر مکانیزم انبساط حرارتی و نیروهای داخلی نشان داد [۲۴].

۲-۵. تزریق پلیمر

سیلابزنی با پلیمر در واقع روش بهبودیافته‌ی تزریق آب می‌باشد و از رایج‌ترین فرآیندهای بهینه‌ی شیمیایی بکار گرفته شده است. برای بهبود روش سیلابزنی با آب می‌توان از محلول پلیمرهایی که قابل حل در آب بوده و گرانروی آب را افزایش می‌دهند استفاده کرد. با استفاده از این روش در یکی از مخازن چین مقدار 25000 m^3 نفت افزایش تولید و کاهش تولید آب از ۹۵٪ به ۴۵٪ ایجاد شده است [۲۵].

تأثیر پلیمر بر روی فرآیند آشام در مغزه‌های شکافدار در دو حالت استاتیک و دینامیک بررسی شد و نتایج ناشی از آزمایشات تزریق پلیمر و مقایسه آن با سیلابزنی توسط آب در دو حالت ذکر شده را به صورت زیر بیان می‌کند:

✓ در حالت استاتیک میزان بازیافت نهایی برای دو روش برابر است، ولی نرخ تولید روش سیلابزنی توسط آب سریع‌تر می‌باشد.

✓ در حالت دینامیک، نقطه شکست برای پلیمر نسبت به آب سریع‌تر رخ می‌دهد چنانچه برای تولید مقدار معینی از نفت به پلیمر بیشتری بعد از این پدیده مورد نیاز است.

✓ در حالت دینامیک، چنانچه گرانروی نفت درجا بالا باشد، مقدار بازیافت نهایی برای پلیمر بیشتر از سیلابزنی توسط آب می‌شود. همچنین پدیده کانال زدن به تأخیر می‌افتد [۲۶].

نشان داده شد که محلول هیدرولیز شده‌ی پلی اکریل آمید با کنترل تحرک پذیری آب باعث ازدیاد برداشت نفت شده و مقدار بازده جابروبنزی مخزن را با افزایش گرانروی و کاهش تراوایی نسبی آب افزایش می‌دهد [۲۷].

با انجام تحقیقاتی بر روی میدان Pelican Lake نشان داده شد که پس از سیلاب زنی با آب تنها ۵٪ تا ۱۰٪ نفت مخزن تولید می‌شود و با تزریق پلیمر در حالت ثالثیه افزایش یافت و مقدار بازیافت نفت تولیدی در مخزن تا ۲۵٪ افزایش می‌یابد. با افزایش تقاضای جهانی نفت خام و افزایش بیش از پیش مخازن نفت سنگین، مطالعات گسترده‌تری بر روی اثرات مختلف در سیلابزنی با پلیمرها مورد نیاز است [۲۸].

۲-۶. سورفکتانت

قابلیت سورفکتانت‌ها به ویژگی‌های مخزن مانند نوع نفت خام، دما و ترکیب آب بستگی دارد. بنابراین برای دستیابی IFT خیلی پایین در زمان سیلابزنی، ساختار سورفکتانت می‌بایست متناسب با این شرایط باشد. آنها بر روی دو نوع از سورفکتانت‌ها که به وسیله شرکت Shell تولید شده است ارزیابی عملکرد و آزمایشات را نشان می‌دهد [۲۹].

بازیافت نفت برای چهار نوع سنگ (سنگ گچ، دولومیت، آهک و ماسه سنگ) و برای نفت‌های مختلف (نفت سنگین، نفت سبک، نفت سفید و نفت موتور) و انواع مختلف سورفکتانت (یونی و غیریونی) آزمایش شد و نتیجه نشان داد که به جز نفت سبک، یک سورفکتانت غیر یونی سرعت تولید سریع‌تر و نرخ بازیافت بیشتری را دارد. هنگامی که سورفکتانت یونی در سنگ گچ استفاده شد اگر غلظت بالا باشد بازیافت بیشتری را به دنبال دارد ولی اگر غلظت پایین باشد بازیافت کمتری حتی نسبت به آب نمک دارد [۳۰].

انجام آزمایش‌های آشام در سنگ‌هایی با تراوایی مختلف و کم تراوا (۲ تا ۳ میلی‌داری) با حضور و عدم حضور مواد فعال کننده سطحی انجام می‌شود. مشاهده شد با استفاده از محلول فعال کننده سطحی کاتیونی DTAB با غلظت ۱٪ وزنی، تولید نفت افزایش چشمگیری می‌یابد [۳۱].

۲-۷. آلکالین-پلیمر-سورفکتانت

آزمایشات ASP بر روی نفت‌های سنگین نشان داد که غلظت سورفکتانت بر روی شوری بهینه تأثیر بالایی دارد. دو سیلابزنی با غلظت‌های سورفکتانت ۰/۵ و ۰/۱۵ درصد وزنی انجام دادند که میزان بازیافت نفت در جای مخزن به ترتیب برای ۰/۵ و ۰/۱۵ درصد وزنی ۸۱/۳٪ و ۸۸/۳٪ به دست آمده است [۳۲].

غلظت بالای آلکالین در محلول ASP، بر درجه پیچش مولکول‌های پلیمر و نیز ویسکوالاستیسیته محلول ASP اثر مهمی دارد. همچنین اثر ویسکوالاستیسیته مهم‌تر از IFT است به طوری که سبب افزایش بازده جابروبی می‌شود و مقدار تولید نفت بالاتری دارد [۳۳].

۲-۸. تزریق متناوب آب و گاز

زمانی که دو سیال آب و گاز به طور هم‌زمان تزریق می‌شوند، کاهش در تحرک پذیری را شاهد خواهیم بود. بنابراین مجموع تحرک پذیری دو سیال کم تر از تحرک پذیری گاز خواهد بود. این روش توسط کودل^۱ و دیز^۲ برای بهبود تولید نفت پیشنهاد شده است [۳۴]. عملکرد تزریق WAG^۳ (تزریق متناوب آب و گاز) در یک مخزن با تراوایی و تخلخل پایین در میدان سیری توسط سجادیان و طاهری بررسی شد. آنها به علت تراوایی و تخلخل پایین مخزن مورد نظر، یک استراتژی خاص جهت تزریق و بهره‌برداری (استفاده از چاه‌های تولیدی و تزریقی افقی) به کار بردند. در این تحقیق با شبیه‌سازی مخزن، تأثیر پارامترهای تزریق WAG بر روی بازیافت از مخزن بررسی شد و نتایج به دست آمده نشان داد که بهترین روش اقتصادی برداشت از این مخزن تزریق WAG است و این استراتژی باعث یک راندمان بهتر و بازیافت بیشتر و اقتصادی تر می‌باشد. در این تحقیق برای دقیق تر بودن نتایج

¹ Caudle

² Dyes

³ Water Alternating Gas

تحقیقات در فرآیندهای مختلف و پارامترهای مختلف تأثیرگذار از Sector model که بخشی از مدل کلی است استفاده شده است. در این پروژه تحقیقاتی از الگوی تزریق ۹ نقطه‌ای استفاده شده است و در تمامی سناریوهای مورد نظر مدل StoneII به عنوان مدل تراوایی نسبی سه فازی انتخاب شده است [۳۵].

سناریوهای مختلف تزریق WAG از جمله تزریق متناوب آب و گاز غیرامتزاجی (IWAG)^۱، تزریق متناوب آب و گاز هیبریدی (HWAG)^۲، تزریق متناوب آب و گاز همزمان (SWAG)^۳ و تزریق متناوب آب و گاز همزمان و انتخابی (SSWAG)^۴، تزریق آب و گاز را برای معین کردن روش تزریق مناسب مقایسه شده است. همچنین شبیه‌سازی مخزن با داده‌های واقعی در یکی از مخازن شکافدار ایران با نرم‌افزار Eclipse انجام شده است [۱۵].

دمای مخزن ۱۴۰ درجه فارنهایت، فشار متوسط مخزن در عمق مینا Pisa ۲۱۸۰ و مخزن در شرایط اولیه زیر اشباع بوده است. نسبت گاز به نفت برابر ۶۶۸ Scf/STB و ضریب حجمی نفت ۱/۳۸ bbl/STB بوده است. از مشاهده نتایج شبیه‌سازی مشخص می‌شود که SSWAG (تزریق هم زمان و انتخابی آب و گاز) نسبت به سایر روش‌ها تولید نفت روزانه بالاتر و اشباع نفت باقیمانده کمتری دارد. نمودارهای نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که الگوی ۴ نقطه نسبت به الگوی ۵ نقطه، بازیافت نفت بیشتری دارد. همچنین در این میدان به نظر می‌رسد به خاطر آب دوست بودن مخزن، تزریق آب ضریب بازیابی بالاتر از تزریق گاز دارد [۱۵].

مجموعه‌ای کامل از تزریق WAG با استفاده از میکرومدل در فشار بالا تهیه شده است. تست‌های آزمایشگاهی روی میکرومدل قویاً آب دوست، قویاً نفت دوست با ترشوندگی مخلوط (Mixed)

¹ Immiscible WAG

² Hybrid WAG

³ Simultaneous WAG

⁴ Selective Simultaneous WAG

انجام شده و بر اساس نتایج به دست آمده، همه انواع میکرومدل‌ها بهبود قابل توجه بازیافت نفت را نشان می‌دهد [۳۶-۳۸].

مطالعات روی یک مخزن نفتی کربناته ایرانی نشان می‌دهد که این مخزن دارای آبده فعال و همچنین مانند تزریق WAG تک-سیکل^۱ می‌باشد، به طوری که آب به صورت طبیعی به وسیله آبده فعال وارد ناحیه مخزنی می‌شود و فرآیند با تزریق گاز ادامه داده شده است. سناریوهای تزریق گاز مختلف بررسی شده است تا اثر این روش روی بازیافت نفت باقیمانده در ناحیه مورد هجوم آب مخزن نشان داده شود. نتایج به دست آمده نشان می‌دهد که تزریق WAG در محیط متخلخل نفت‌دوست موثرتر است. یک روش جدید بر پایه WAG پیشنهاد شده تا حجم قابل توجهی از نفت باقیمانده در ناحیه مورد هجوم آب را بازیافت کند. در این مورد، CO₂ به عنوان گاز تزریقی انتخاب شد و مطالعه نتایج نشان داد که تزریق CO₂ قابلیت بازیافت حجم قابل توجهی نفت را دارد که در ناحیه مورد هجوم آب باقیمانده است. سناریوهای مختلفی اجرا شد و مطالعات نشان می‌دهد که تزریق گاز بیشتر بازیافت نفت بیشتری را نتیجه می‌دهد ولی ریسک GOR بیشتر می‌باشد [۳۹].

در یکی از مخازن شکافدار ایران در ناحیه مورد تهاجم آب دو روش WAG و تزریق متناوب آب و گاز به همراه کف (FAWAG)^۲ آزمایش شده است. برای ایجاد ناحیه مورد تهاجم آب ابتدا نمونه‌ها را با نفت و آب همزاد اشباع می‌شود. سپس سیلابزنی با آب نمک انجام می‌شود به طوری که اشباع نفت باقیمانده به ۴۰٪ برسد. در ناحیه مورد نظر دو روش FAWAG و WAG بررسی می‌شود و میزان بازیافت در روش FAWAG ۲۸/۷۴٪ و برای WAG ۱۹/۱۳٪ به دست می‌آید [۴۰].

¹ One-cycle

² Foam Assisted WAG

به کارگیری تزریق متناوب آب و گاز در بیشتر آزمایش‌های میدانی با موفقیت روبرو گشته است. این فرآیندها بیشتر در کشورهای ایالات متحده آمریکا، کانادا و شوروی سابق صورت گرفته است. در این میادین فرآیند تزریق آب و گاز به دو صورت امتزاجی و غیر امتزاجی صورت گرفته است [۴۱].

فصل ۲

مدل استاتیک و

دینامیک مخزن

۳-۱. مقدمه

در سال های اخیر، استفاده از مدل های سه بعدی که شامل خصوصیات مانند گسل ها، اطلاعات زمین شناسی، مرزبندی ها و ... می شود، نسبت به نقشه های دو بعدی مورد استفاده در گذشته، رواج یافته است. برای توسعه و شبیه سازی میداین، احتیاج به درک درستی از خصوصیات مخزنی و زمین شناسی، ژئوفیزیکی و پتروفیزیکی است.

برای ساختن مدل سه بعدی مخزن از مرحله ژئوفیزیک تا خصوصیات دینامیکی مخزن وارد کردن اطلاعات در سه مرحله مورد نیاز است:

✓ مدل سه بعدی ساختار

✓ مدل سه بعدی رسوبی

✓ مدل سه بعدی مخزن (استاتیک و دینامیک) [۴۳].

پدیده تغییر خواص سیال در مخازنی که ضخامت یا شیب لایه زیاد است، اتفاق می افتد. این پدیده زمانی که نیروهای ثقلی یا تأثیر دما قوی تر باشند، محسوس تر می باشد [۴۴]. برای پیش بینی و شبیه سازی مخازن نیاز به مدل دینامیکی مخزن می باشد. در این مدل نتایج و خروجی داده ها باید به نتایج آزمایشگاهی (PVT)^۱ نزدیک باشد.

در این بخش مدل های استاتیک و دینامیک مخزن با استفاده از نرم افزارهای FLOGRID و PVTi ساخته شده است.

¹ Pressure-Volume-Temperature

۲-۳. نرم افزار FLOGRID

نرم افزار FLOGRID یک نرم افزار کاربردی جهت ساختن مدل های مخزن به منظور تفسیر داده های ژئوفیزیکی، زمین شناسی و همچنین شبیه سازی جریان سیال است.

در این نرم افزار داده ها به صورت زیر وارد می شود:

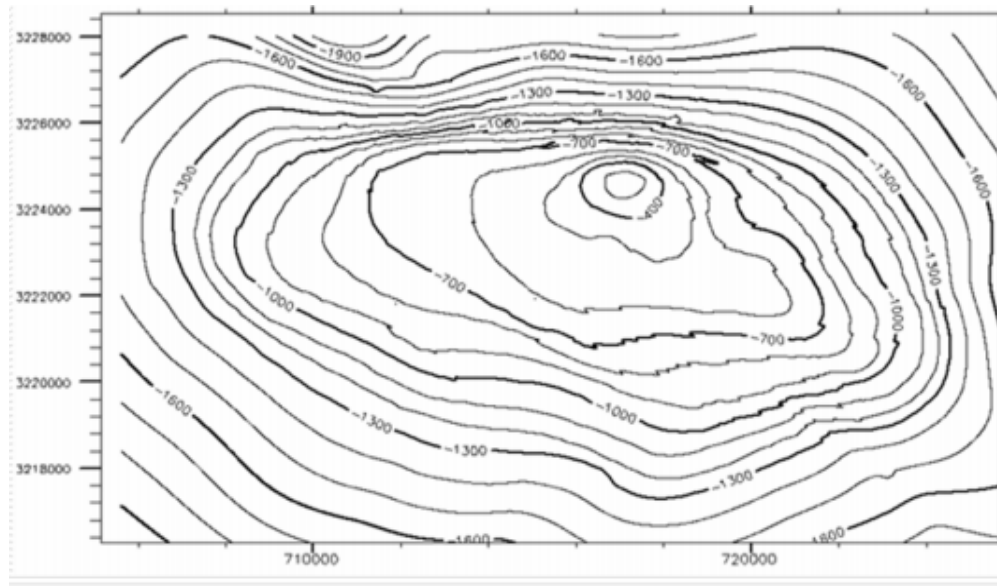
- ✓ نقشه ها، گسل ها و چاه ها
- ✓ تشکیل قالب کار (ساختار)
- ✓ تشکیل مدل جهت خواص استاتیک
- ✓ شبکه بندی

در نهایت بعد از وارد کردن داده ها و اطلاعات به منظور استفاده از نرم افزار Eclipse، نیاز به گرفتن خروجی از نرم افزار FLOGRID می باشد.

۳-۲-۱. لایه ها

کارشناسان ژئوفیزیک و زمین شناسان نقشه های^۱ زیر زمینی را توسط اطلاعات زمین شناسی، چاه های حفر شده و اطلاعات ژئوفیزیکی به وجود می آورند. در این نقشه ها نقاط هم عمق به هم متصلند. در شکل ۳-۱ نقشه ی زیر زمینی مخزن مورد مطالعه جنوب غرب ایران آورده شده است.

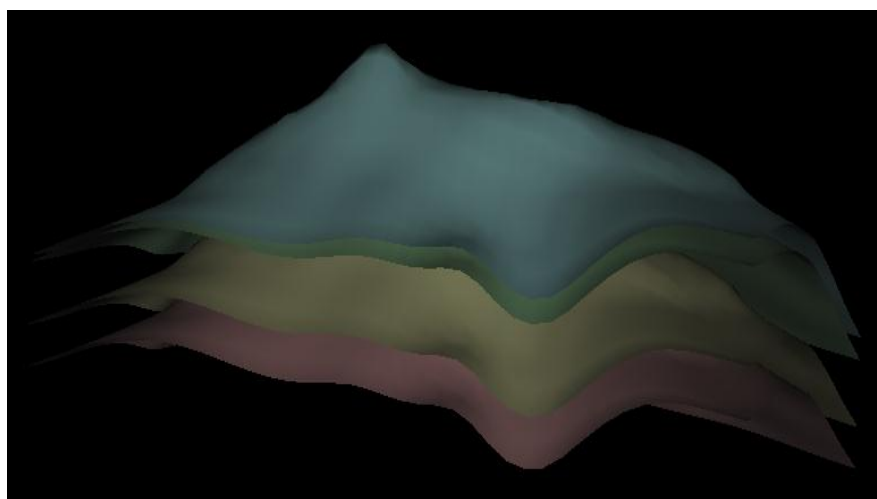
¹ Under Ground Contour Maps



شکل ۳-۱. نقشه UGC مخزن مورد مطالعه که نشان دهنده‌ی مختصات زمین شناسی آن می‌باشد.

مخزن مورد مطالعه در این پروژه از ۳ لایه تشکیل شده است که در شکل ۳-۲ نشان داده شده

است [۴۵].



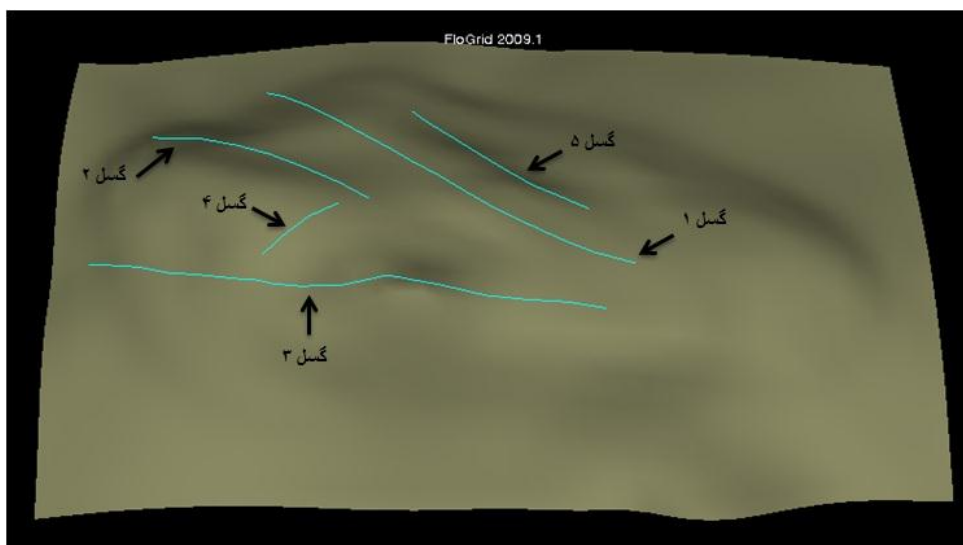
شکل ۳-۲. لایه‌های مخزن مورد مطالعه که تاقدیس و ناودیس موضعی را به صورت شبیه سازی شده نشان می دهد.

۳-۲-۲. گسل

گسل‌ها با استفاده از روش‌های ژئوفیزیکی در مختصات جغرافیایی خاص خود مشخص می‌شوند.

آنچه در نرم‌افزار FLOGRID مهم است نوع گسل در جهت Z می‌باشد. اگر اطلاعات زمین‌لرزه‌ای

کامل باشد تمام مشخصات گسل از قبیل شیب، صفحه گسل و ... معلوم می‌باشند. در چنین حالتی گسل در نرم‌افزار به صورت Fault Surface و در غیر این صورت از عنوان Fault Trace وارد می‌شود. مخزن مورد مطالعه دارای ۵ گسل می‌باشد که ۴ گسل هم جهت و یک گسل در جهت عمود بر آنها می‌باشد. گسل‌های مورد مطالعه در شکل ۳-۳ معلوم می‌باشند. این مخزن به دلیل گسل‌های منقطع از لحاظ خصوصیات استاتیکی جزء مخازن پیچیده قرار می‌گیرد.



شکل ۳-۳. در شکل بالا محل قرارگیری گسل‌های مخزن نشان داده شده است.

در جدول ۱-۳ جهت و زاویه گسل‌ها داده شده است.

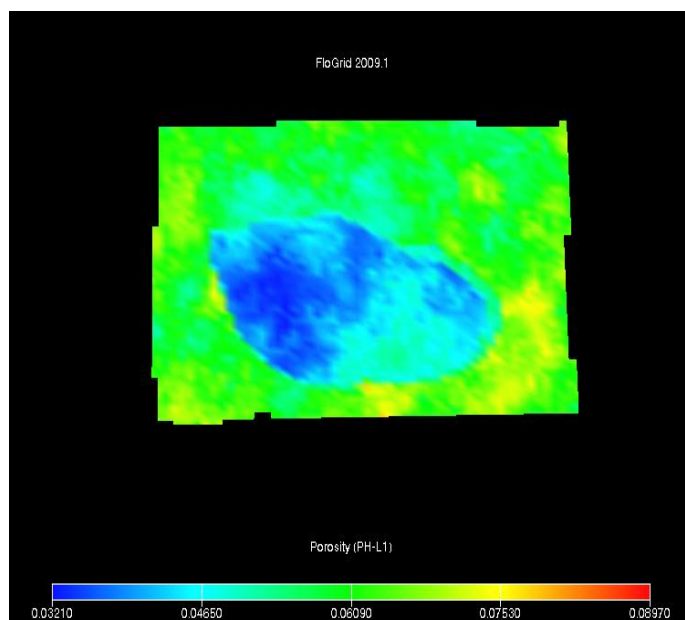
جدول ۳-۱. جهت و زاویه ی گسل های مخزن مورد مطالعه

Name	Type	I Angle	J Angle
Fault-1	I Line	13.18	71.59
Fault-2	I Line	8.5	66.90
Fault-3	I Line	0.50	58.91
Fault-5	I Line	12.75	45.66
Fault-4	J Line	52.68	5.72

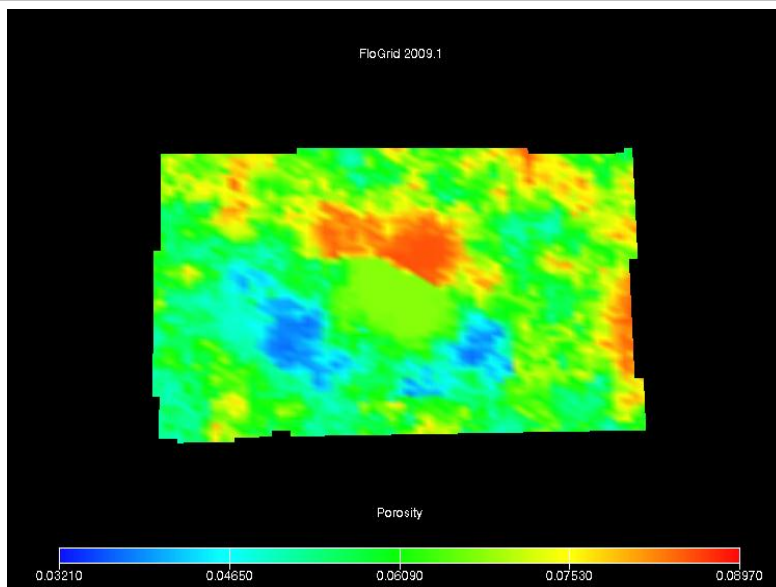
۳-۲-۳. خصوصیات پتروفیزیکی مخزن

✓ تخلخل

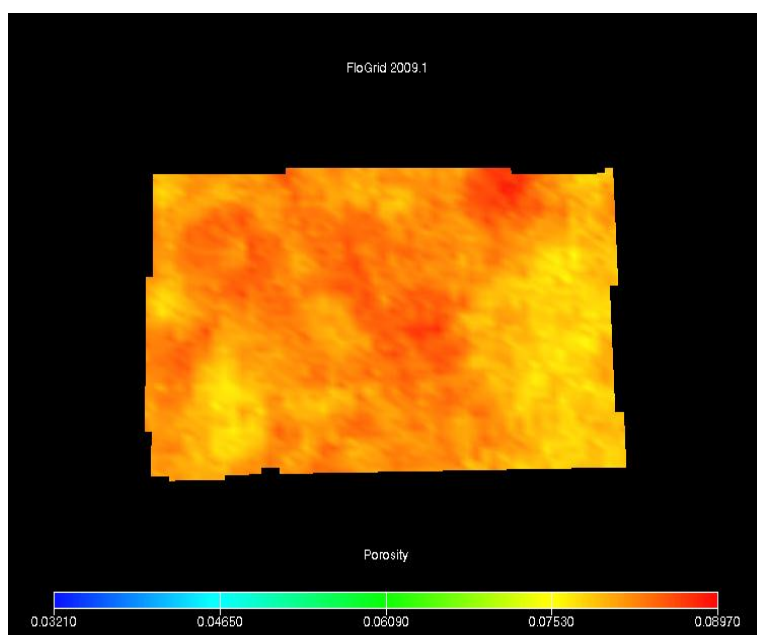
همان طور که گفته شد مخزن مورد مطالعه دارای ۳ لایه می باشد که تخلخل هر لایه با استفاده از نرم افزار FloGrid در شکل های ۳-۴ تا ۳-۶ نشان داده شده است. در شکل های زیر به وضوح معلوم است که لایه سوم دارای بیشترین تخلخل و لایه اول دارای کمترین تخلخل می باشد.



شکل ۳-۴. توزیع تخلخل در لایه ۱ مخزن مورد مطالعه



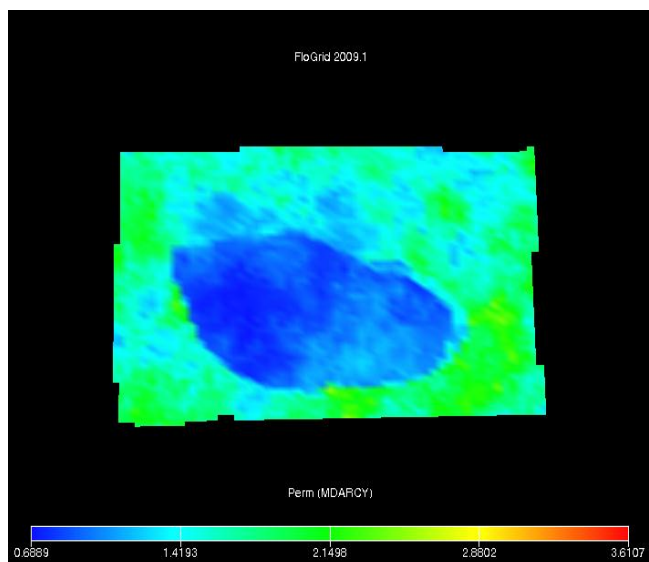
شکل ۳-۵. توزیع تخلخل در لایه ۲ مخزن مورد مطالعه



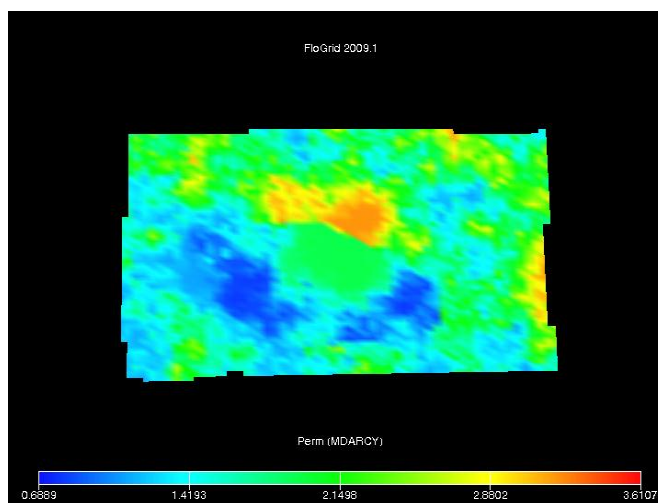
شکل ۳-۶. توزیع تخلخل در لایه ۳ مخزن مورد مطالعه

✓ نفوذپذیری

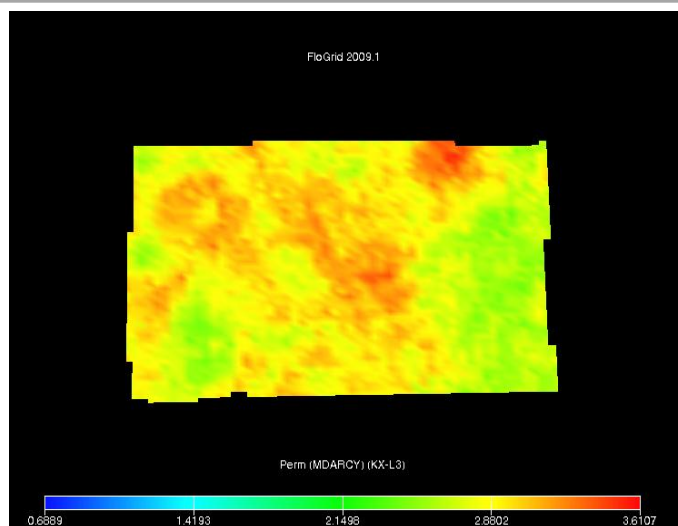
نفوذپذیری یکی از پارامترهای مؤثر در جریان سیال در محیط متخلخل می‌باشد. در شکل‌های ۷-۳ تا ۹-۳ این پارامتر نشان داده شده است. همانند تخلخل، لایه سوم دارای بیشترین مقدار نفوذپذیری و لایه اول کمترین مقدار را دارا می‌باشد.



شکل ۷-۳. توزیع نفوذپذیری در لایه مخزن مورد مطالعه ۱



شکل ۸-۳. توزیع نفوذپذیری در لایه ۲ مخزن مورد مطالعه

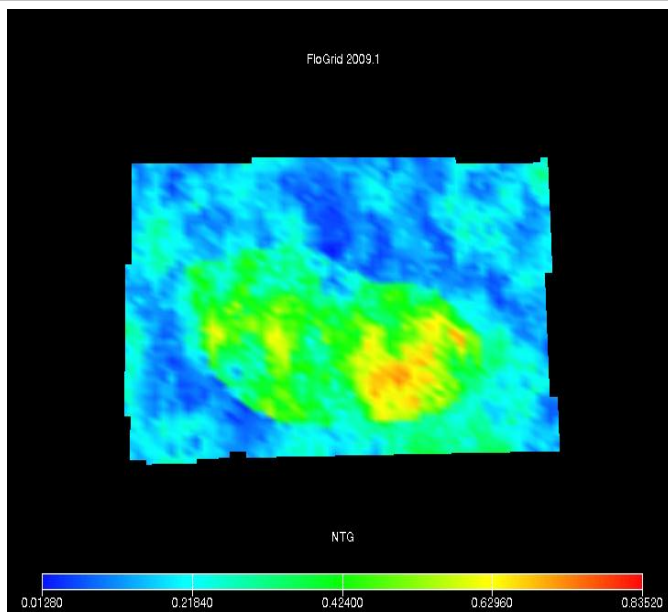


شکل ۳-۹. توزیع نفوذپذیری در لایه ۳ مخزن مورد مطالعه

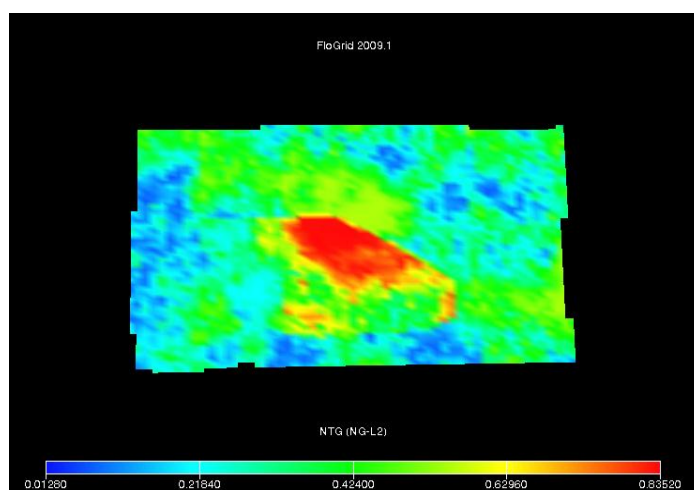
✓ ضخامت خالص نسبت به ضخامت کل (NTG)^۱

در یک لایه مخزنی کل ضخامت لایه بیانگر میزان ضخامت قابل تولید نیست، بلکه آنچه مهم است میزان ضخامت خالص لایه می‌باشد که با عنوان نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل لایه نامیده می‌شود. در شکل‌های ۳-۱۰ تا ۳-۱۲ این پارامتر را در لایه‌های اول، دوم و سوم نشان می‌دهند و همان‌طور که در اشکال نیز مشاهده می‌شود این فاکتور در لایه دوم بیشتر از لایه‌های دیگر است.

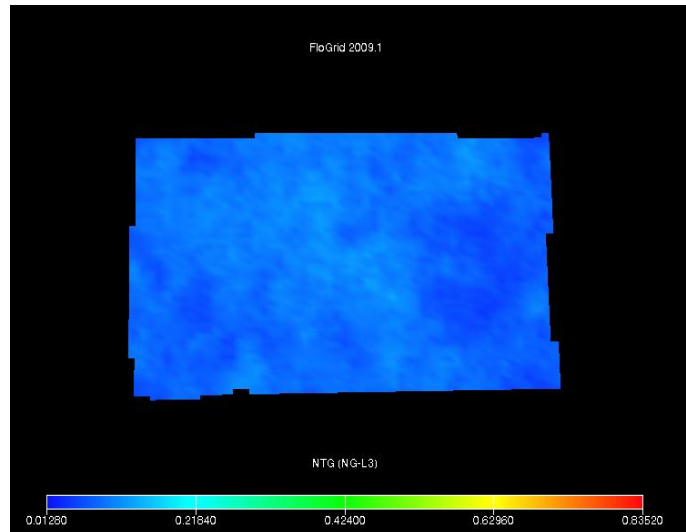
^۱ Net to Gross



شکل ۳-۱۰. توزیع نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل در لایه ۱ مخزن مورد مطالعه



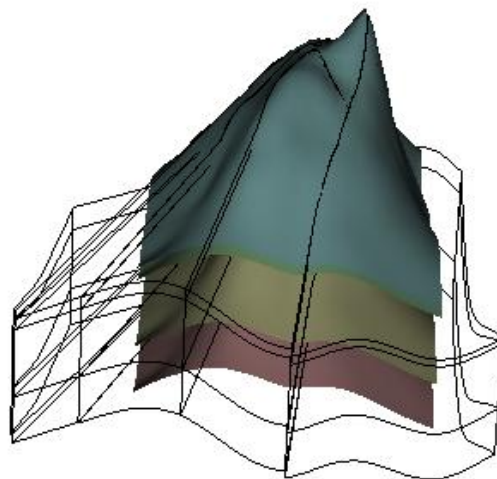
شکل ۳-۱۱. توزیع نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل در لایه ۲ مخزن مورد مطالعه



شکل ۳-۱۲. توزیع نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل در لایه ۳ مخزن مورد مطالعه

۳-۲-۴. ساختار کار

نرم افزار FloGrid برای ایجاد مرزبندی و شبکه بندی احتیاج به یک ساختار و قالب کار دارد. در این ساختار، گسل ها امتداد داده شده است، زیرا در نرم افزار FloGrid گسل به عنوان مرز شناخته می شود. شکل زیر ساختار کار را که توسط نرم افزار ساخته شده به خوبی به نمایش گذاشته است.

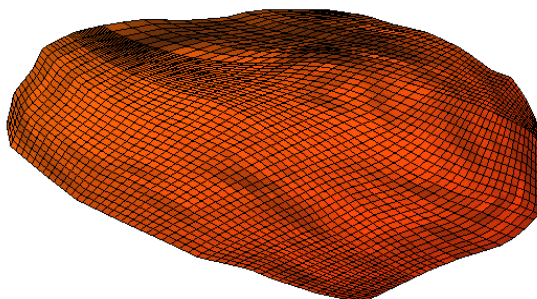


شکل ۳-۱۳. قالب کار با استفاده از نرم افزار FloGrid

۳-۲-۵. مرزبندی و شبکه بندی مخزن

چون ساختار کاری ارائه شده دارای نواحی غیر مخزنی می باشد، نیاز به ایجاد یک مرز برای نمایش ناحیه مخزنی در این نرم افزار است. بعد از مرزبندی نواحی مخزنی و قرار دادن گسل ها به عنوان مرز داخلی (گسل ها در داخل شبکه قرار نمی گیرند) نیاز به شبکه بندی می باشد. در این پروژه از شبکه بندی $50 \times 50 \times 20$ برای ماتریس ها استفاده شده است. طول و عرض هر شبکه ۲۲۰ فوت می باشد. در جهت ارتفاع لایه بالایی به ۵ شبکه، لایه میانی ۱۰ شبکه و لایه زیرین به ۵ شبکه تقسیم شده اند. در شکل ۳-۱۴ مرزبندی و شبکه بندی را در جهت سطح مقطع افقی مخزن و شکل ۳-۱۵ سطح مقطع قائم مشاهده می شوند.

Office 2009.1

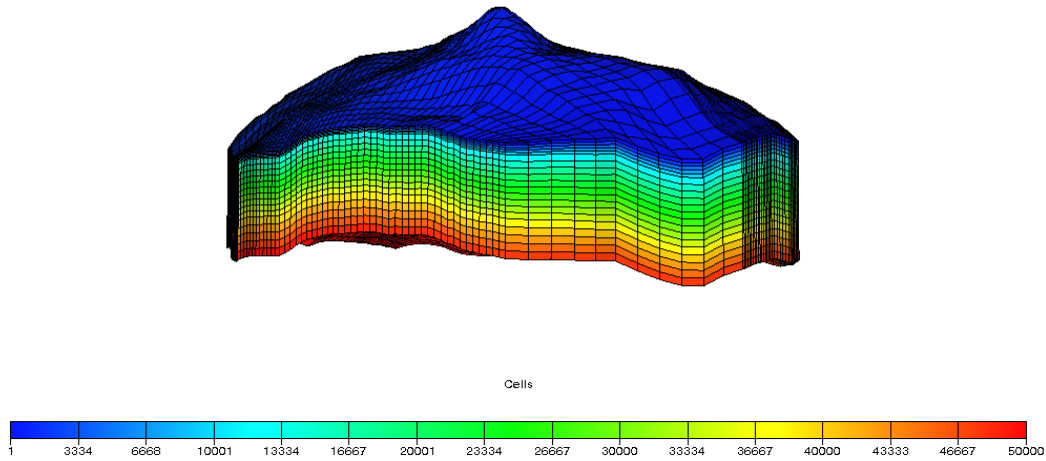


Cells



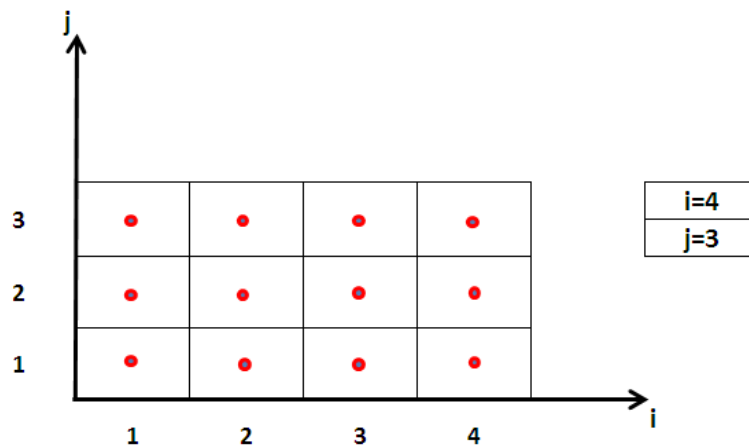
شکل ۳-۱۴. توزیع شبکه ها در جهت X و Y

Office 2009.1

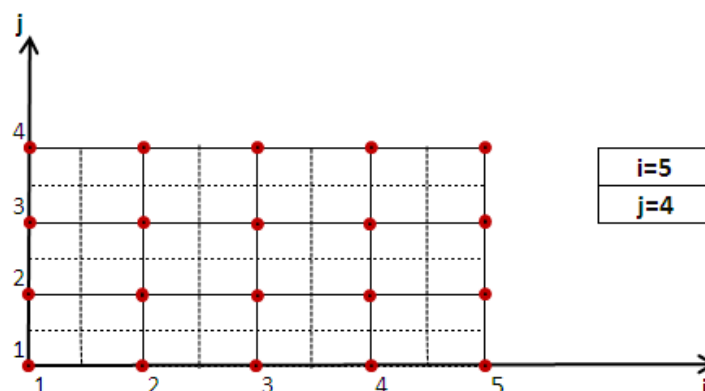


شکل ۳-۱۵. توزیع شبکه ها در جهت Z

در شبکه بندی ها معمولاً از دو سیستم Block-Centered و Point-Center استفاده می کنند که در شکل های زیر نمایش داده شده است [۴۷]. در این مطالعه از سیستم Point Center استفاده شده است.



شکل ۳-۱۶. سیستم Block-Centered



شکل ۳-۱۷. سیستم Point-Center

۳-۳. مدل دینامیک مخزن

سیالات مخزنی عمدتاً از اجزای هیدروکربنی تشکیل شده‌اند. آب نیز در مخازن نفتی و گازی با عنوان آب‌همزاد وجود دارد. رفتار هیدروکربن‌ها در مخزن و سطح بستگی به ترکیبات شیمیایی، دما و فشار دارد. رفتار سیالات مخزن به منظور توسعه و مدیریت مخزن در نظر گرفته می‌شود که تمام جوانب تولیدی را در بر می‌گیرد.

اطلاعاتی برای ارزیابی ذخیره، یافتن برنامه تولید بهینه، تعیین کیفیت و کمیت سیالات تولیدی و غیره نیاز است. در مخزن از آنجایی که دما ثابت می‌ماند، مهم‌ترین متغیری که رفتار سیالات به آن بستگی دارد فشار می‌باشد. با استفاده از روابط نسبتاً ساده‌ای می‌توان آزمایش‌ها را شبیه‌سازی کرد. مدل‌سازی سیالات مخزنی در صنعت نفت به صورت گسترده‌ای استفاده می‌شود. داده‌های آزمایشگاهی اندازه‌گیری شده، با استفاده از مدل‌سازی، قطعیت بیشتری پیدا می‌کنند.

در مطالعات مخازن برای مدل کردن رفتار فازی سیالات با استفاده از معادلات حالت، بازه تغییرات ترکیب و فشار باید در نظر گرفته شود. معمول‌ترین روش برای کالیبراسیون کردن نتایج

آزمایشگاهی، استفاده از روش تنظیم سازی^۱ پارامترها اجتناب ناپذیر می‌باشد. انتخاب پارامترهای مورد نیاز برای تنظیم کردن پارامترهای معادلات حالت در فرآیند Tune از مهم‌ترین وظایف مهندس مخزن می‌باشد [۴۸].

در برخی از مقالات خواص PVT محاسبه شده توسط معادلات تجربی^۲ کمترین خطا را داشته‌اند. به عنوان مثال در مقاله ای که توسط پتروسکی^۳ ارائه شد، خطا در محاسبات برای ضریب انبساط نفت در نقطه حباب ۰/۶۴٪ و برای تراکم‌پذیری در دمای ثابت در حدود ۶/۶۶٪ بوده است [۴۹]. ولی در شرایطی خاص مانند نقاط نزدیک نقطه‌ی بحرانی این معادلات تجربی دقت پائین‌تری دارند که در این حالات نیاز به استفاده از روش‌هایی مانند تنظیم‌سازی پارامترها می‌باشد. در این پروژه با استفاده از نرم‌افزار PVTi نتایج آزمایشگاهی شبیه‌سازی شده است. برای شبیه‌سازی و ورود اطلاعات در نرم‌افزار نیاز به اطلاعات آزمایشگاهی می‌باشد که در ادامه آورده شده است.

۳-۴. داده‌های آزمایشگاهی

۳-۴-۱. سیال مخزن

سیال مخزن در طول تولید از مخزن نمونه‌برداری می‌شود. زمانی که فشار مخزن کمتر از فشار نقطه حباب باشد به طور کلی درصد ترکیبات سیال موجود تغییر می‌کند و حالت دوفازی به وجود می‌آید. با استفاده از نوع ترکیب و درصد ترکیبات سیال مخزنی می‌توان رفتار فازی را پیش‌بینی کرد. در جدول ۳-۲ نوع ترکیبات و درصد ترکیبات سیال مخزن مورد مطالعه آورده شده است.

¹ Tuning

² Empirical Correlation

³ Petrosky

جدول ۳-۲. ترکیب سیال مخزن مورد مطالعه

درصد ترکیب (percent)	نوع ترکیب
0.14	N ₂
3.33	H ₂ S
3.23	CO ₂
45.74	C ₁
7.39	C ₂
4.65	C ₃
0.95	IC ₄
2.57	NC ₄
1.14	IC ₅
1.44	NC ₅
2.91	C ₆
26.51	C ₇₊
225	MW C ₇₊
0.868	SG C ₇₊

۳-۴-۲. فشار اشباع و چگالی سیال و ضریب حجمی انبساط نفت

با استفاده از آزمایش‌های PVT در آزمایشگاه فشار نقطه اشباع ۳۷۱۸ psi می‌باشد. در این فشار چگالی نفت و ضریب حجمی انبساط نفت به ترتیب $41/409 \text{ lb/ft}^3$ و $1/6822 \text{ bbl/STB}$ اندازه‌گیری شده است.

۳-۴-۳. آزمایش انبساط ترکیب ثابت

در آزمایش انبساط ترکیب ثابت (CCE)^۱ فشار سیستم مرحله به مرحله با افزایش حجم سلول کاهش می‌یابد. در این آزمایش ترکیب سیال مورد آزمایش تغییر نمی‌کند. با استفاده از دو پارامتر

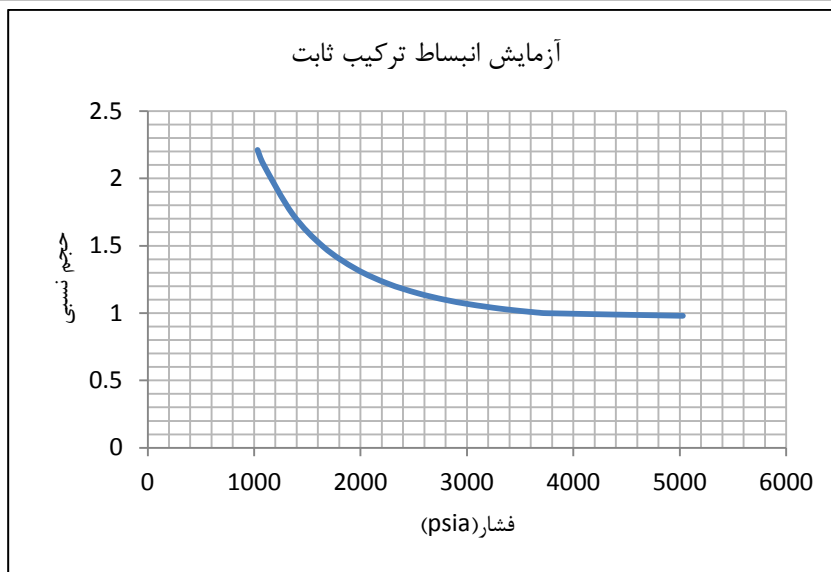
¹ Constant Composition Component

فشار و حجم نسبی (نسبت سیال در سلول به حجم سیال در فشار اشباع)، فشار نقطه حباب را می‌تواند اندازه‌گیری شود [۵۰]. در جدول ۳-۳ داده‌های فشار و حجم نسبی آورده شده است. این آزمایش در دمای ۱۸۵ درجه فارنهایت انجام شده است. همان طور که در جدول مشاهده می‌شود مقدار فشار نقطه حباب (اشباع) در حجم نسبی برابر یک، مساوی ۳۷۱۸ psia می‌باشد.

جدول ۳-۳. نتایج آزمایش انبساط ترکیب ثابت

فشار (psia)	حجم نسبی	فشار (psia)	حجم نسبی
5029	0.98	3526	1.0142
4526	0.9871	3478	1.0182
4224	0.9917	3407	1.0244
4123	0.9933	3305	1.0337
4023	0.9949	3175	1.0478
3923	0.9966	3002	1.0683
3823	0.9983	2788	1.0998
3718	1	2537	1.1476
3685	1.0025	2255	1.2193
3656	1.0044	1958	1.3273
3633	1.0061	1653	1.4906
3613	1.0079	1363	1.7334
3583	1.0097	1090	2.1007
3563	1.0116	1032	2.211

در شکل ۳-۱۸ نتایج حاصل از آزمایش به صورت نمودار آمده است. با رسم خط مماس بر داده‌های انتهایی دو سر نمودار مقدار ۳۷۱۸ psi برای فشار اشباع در مقدار حجم نسبی برابر با یک به دست آمده است.



شکل ۳-۱۸. حجم نسبی در برابر فشار در آزمایش CCE

۳-۴-۴. آزمایش انبساط جزئی

آزمایش انبساط جزئی (DL)^۱ مانند مخازن اشباع عمل می‌کند. در این آزمایش با تغییرات فشار پارامترهایی مانند چگالی مایع، ضریب تراکم پذیری گاز، نسبت گاز به نفت، نسبت حجمی نفت، چگالی ویژه گاز و ضریب انبساط حجمی گاز اندازه‌گیری می‌شود [۵۰]. نتایج آزمایش به صورت جدول ۳-۴ در زیر آمده است. این آزمایش در دمای ۱۸۵ درجه فارنهایت انجام شده است.

¹ Differential Liberation

جدول ۳-۴. آزمایش انبساط جزئی

فشار (psia)	ضریب تراکم پذیری	چگالی مایع (lb /ft ^۳)	نسبت گاز به نفت (Mscf /stb)	حجم نسبی نفت	چگالی ویژه گاز	ضریب انبساط حجمی گاز (rb /Mscf)
5029		42.251	1.2357	1.6486		
4526		41.952	1.2357	1.6605		
4224		41.758	1.2357	1.6682		
4123		41.689	1.2357	1.6709		
4023		41.621	1.2357	1.6736		
3923		41.552	1.2357	1.6765		
3823		41.477	1.2357	1.6793		
3718		41.409	1.2357	1.6822		
3222	0.8362	42.42	1.043	1.5912	0.8261	0.8371
2818	0.8257	43.193	0.9054	1.5276	0.8188	0.944
2415	0.8357	43.992	0.779	1.4693	0.8096	1.1221
2013	0.8422	44.697	0.664	1.4179	0.808	1.3536
1613	0.8654	45.359	0.5539	1.3695	0.8139	1.7455
1213	0.888	46.014	0.4477	1.3233	0.8183	2.3688
813	0.9255	46.781	0.3435	1.2753	0.8242	3.7046
413	0.9616	47.63	0.2311	1.2226	0.8365	7.5696

۳-۴-۵. گرانروی سیال

گرانروی سیال از دیگر پارامترهای مهمی است که معمولاً در آزمایشگاه به صورت جداگانه اندازه‌گیری می‌شود. در صنعت نفت معمولاً توسط دو دستگاه Rolling Ball و Capillary، گرانروی اندازه‌گیری می‌شود. در جدول ۳-۵ تغییرات گرانروی با فشار آورده شده است. این آزمایش در دمای ۱۸۵ درجه فارنهایت انجام شده است.

جدول ۳-۵. گرانروی اندازه گیری شده

گرانروی (cp)	فشار (Pisa)
0.4573	5025
0.4346	4525
0.4253	4325
0.4153	4026
0.4109	3826
0.4517	3126
0.4928	2829
0.5042	2431
0.6293	2029
0.7143	1637
0.8394	1226
1.0043	808
1.3266	403

۳-۴-۶. آزمایش تفکیک کننده

در این آزمایش در فشارهای محدودی نسبت گاز به نفت اندازه گیری می شود. در حقیقت آزمایش تفکیک کننده مکمل دیگر آزمایش ها برای شبیه سازی می باشد. نتایج این آزمایش در جدول ۳-۶ آورده شده است.

جدول ۳-۶. نتایج آزمایش تفکیک کننده ها

دما (F)	فشار (Pisa)	نسبت گاز به نفت (Mscf /bbl)
125	314.7	1.0539
125	164.7	0.013
125	64.7	0.0927
125	14.7	0

چنانچه در جدول ۳-۶ مشاهده می‌شود این آزمایش در دمای ثابت اندازه‌گیری شده است. هنگامی که سیال از مخزن تولید می‌شود، دمای سیال از دمای مخزن به دمای سطح کاهش می‌یابد. بنابراین، برای شبیه‌سازی کل فرآیند نیاز به اطلاعات تفکیک‌گرها می‌باشد که در آن روند کاهش دما در نظر گرفته شده باشد. خلاصه این اطلاعات به صورت جدول ۳-۷ به نمایش گذاشته شده است.

جدول ۳-۷. اطلاعات تفکیک‌کننده‌ها

مرحله	دما (F)	فشار (psi)
1	112	320
2	100	160
3	80	70
Tank	70	15

۳-۵. رگرسیون^۱

معادلات حالت مکعبی در صنعت نفت جایگاه ویژه‌ای دارند. این معادلات ابزار مناسبی برای تشخیص رفتار فازی سیالات مخزن می‌باشد. معادلات حالت مکعبی محاسبات رفتارهای پیچیده مانند مخازن میعانی، نفت‌های فرار و تزریق گاز را آسان کرده است [۵۱].

با وجود استفاده گسترده این معادلات دارای نواقصی به خصوص در نزدیکی نقطه بحرانی می‌باشد. معمول‌ترین راه کار برای رفع این کمبودها روش تنظیم‌سازی می‌باشد. روش تنظیم‌سازی شامل تنظیم مجموعه‌ای از پارامترها که محاسبه‌ی آنها با استفاده از معادلات حالت در شرایطی مانند نقاط نزدیک به نقطه‌ی بحرانی با دقت پائینی همراه است. با استفاده از این روش می‌توان اختلاف بین داده‌های اندازه‌گیری شده و محاسبه‌شده را کاهش داد [۵۲].

¹ Regression

پارامترهای زیر معمولاً به عنوان داده‌های متغیر برای روش تنظیم‌سازی در نظر گرفته می‌شود:

✓ ضریب برهم‌کنش دوتایی^۱

✓ پارامتر انتقال حجم

✓ فشار و دمای بحرانی، ضریب بی‌مرکزی برای اجزای سنگین

✓ Ω_a و Ω_b برای متان

✓ Ω_a و Ω_b برای اجزای سنگین [۵۳، ۵۴].

سادون^۲ و مری^۳ (۱۹۸۵) نشان دادند که با استفاده از پارامترهای ضریب برهم‌کنش دوتایی بین متان و جزءهای سنگین، فشار و دمای بحرانی و ضریب گریز از مرکز برای اجزای سنگین، رگراسیون قابل قبولی به دست می‌آید [۵۵].

۳-۶. معادلات حاکم

✓ معادله حالت

در این پروژه از معادله حالت پنگ-رابینسون سه پارامتری استفاده شده است. معادله پنگ-رابینسون سه پارامتری به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{\alpha a_c}{[v(v+b)+b(v-b)]} \quad (۲-۳)$$

¹ Interaction Coefficient

² Al-Sadoon

³ Almarry

که P فشار، R ضریب ثابت جهانی گازها، T دما، v حجم مولی، b فاکتور دافعه^۱، α تابعی از ضریب بی مرکزی و دمای بحرانی، P_c و T_c فشار و دمای بحرانی می باشند که a_c و b از روابط زیر به دست می آیند:

$$a_c = 0.457285 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (3-3)$$

$$b = 0.077796 \frac{R T_c}{P_c} \quad (4-3)$$

در این دسته از معادلات از پارامتر دیگری به نام ضریب انتقال حجم استفاده می شود. پنلوکس^۲ و همکاران (۲۰۰۲) این پارامتر را به منظور شبیه سازی بهتر مایعات وارد این معادلات کردند.

$$V^{cor} = v - c \quad (5-3)$$

که V^{cor} حجم مولی تصحیح شده و c پارامتر تصحیح می باشد [۵۶].

✓ معادله گرانروی

روش LBC در صنعت نفت برای مهندسان کاربرد ویژه ای به منظور محاسبات گرانروی دارد. در این مطالعه از معادله ی LBC استفاده شده است. معادله گرانروی به صورت زیر تعریف می شود:

$$[(\mu - \mu_0)\lambda + 10^{-4}]^{0.25} = a_1 + a_2 \rho_r + a_3 \rho_r^3 + a_4 \rho_r^4 + a_5 \rho_r^5 \quad (6-3)$$

¹ Repulsive Term

² Peneloux

که a_1, a_2, a_3, a_4 و a_5 ضرایب معادله می‌باشند.

$$\mu^0 = 34 \times 10^{-5} T_r^{0.94} / \lambda \quad T_r \leq 1.5 \quad (7-3)$$

$$\mu^0 = 17.78 \times \frac{10^{-5} (4.58 T_r - 1.67)^{\frac{5}{8}}}{\lambda} \quad T_r \geq 1.5 \quad (8-3)$$

λ تابعی از درصد ترکیب، وزن مولکولی ترکیب و نقاط بحرانی می‌باشد [۵۷].

✓ تفکیک سازی^۱

به دلیل عدم قطعیت‌ها و محدودیت‌های موجود در معادلات حالت، استفاده از روش‌های بهینه سازی اجتناب‌ناپذیر است. همان‌طور که گفته شد، بهینه سازی شامل تنظیم مجموعه‌ای از داده‌ها به منظور کاهش اختلاف بین نتایج آزمایشگاهی و شبیه‌سازی می‌باشد. برای بالا بردن دقت نتایج شبیه سازی لازم است که جزء سنگین سیال مخزن به چندین شبه جزء تقسیم شود.

در این بخش با استفاده از روش Whitson جزء C_{7+} با درصد ترکیب ۲۶٪ به دو شبه جزء با درصد ترکیب ۲۰٪ و ۶٪ تقسیم شده است [۵۸].

در روش تفکیک سازی نقاط بحرانی توسط معادلات Lee-Kessler به دست آمده است [۵۹].

[۶۰].

(۹-۳)

^۱ Splitting

$$T_c = 189.8 + 450.6S + (0.4244 + 0.1174S)T_b + (0.1441 - 1.0069S) \times 10^5/T_b$$

(۱۰-۳)

$$\ln P_c = 3.3864 - 0.0566/S - (0.43639 + 4.1216/S + 0.21343/S^2) \times 10^{-3}T_b + (0.47579 + 1.182/S + 0.15302/S^2) \times 10^{-6}T_b^2 - (2.4505 + 9.9099/S^2) \times 10^{-10}T_b^3$$

که T_c و P_c دما و فشار بحرانی، S چگالی ویژه، T_b نقطه‌ی جوش می‌باشند.

۳-۷. پارامترهای متغیر

روش تنظیم سازی پارامترها مانند Ω_a و Ω_b برای متان و پارامترهایی اجزای سنگین که عدم

قطعیت در آنها بالا است و برای هرچه بهتر شدن نتایج، مورد استفاده قرار گرفته است. در جداول ۳-

۸ و ۳-۹ مقادیر پارامترها قبل و بعد از رگرسیون آورده شده است.

جدول ۳-۸. پارامترهای متغیر قبل از رگرسیون

ترکیب	فشار بحرانی (psia)	دمای بحرانی (F)	امگا A Ω_a	امگا B Ω_b	ضریب گریز از مرکز ω	حجم بحرانی V_c (ft ³ /lb-mole)	ضریب تراکم پذیری بحرانی Z_c
N ₂	492.31	-232.51	0.45724	0.07779	0.04	1.4417	0.29115
H ₂ S	1296.2	212.81	0.45724	0.07779	0.1	1.5698	0.28195
CO ₂	1071.3	88.79	0.45724	0.07779	0.225	1.5057	0.27408
C ₁	667.78	-116.59	0.45724	0.07779	0.013	1.5698	0.28473
C ₂	708.34	90.104	0.45724	0.07779	0.0986	2.3707	0.28463
C ₃	615.76	205.97	0.45724	0.07779	0.1524	3.2037	0.27616
IC ₄	529.05	274.91	0.45724	0.07779	0.1848	4.2129	0.28274
NC ₄	550.66	305.69	0.45724	0.07779	0.201	4.0847	0.27386
IC ₅	491.58	369.05	0.45724	0.07779	0.227	4.9337	0.27271
NC ₅	488.79	385.61	0.45724	0.07779	0.251	4.9817	0.26844
C ₆	436.62	453.83	0.45724	0.07779	0.299	5.6225	0.25042
C ₇ - C ₁₈	344.6	695.95	0.45724	0.07779	0.4943	9.6616	0.26847
C ₁₉₊	150.65	1162.4	0.45724	0.07779	1.1202	23.467	0.2031

جدول ۳-۹. پارامترهای متغیر بعد از رگرسیون

ترکیب	فشار بحرانی (psia)	دمای بحرانی (F)	امگا A Ω_a	امگا B Ω_b	ضریب گریز از مرکز ω	حجم بحرانی V_c (ft ³ /lb-mole)	ضریب تراکم پذیری بحرانی Z_c
N ₂	492.31	-232.51	0.45724	0.07779	0.04	1.4417	0.29115
H ₂ S	1296.2	212.81	0.45724	0.07779	0.1	1.5698	0.28195
CO ₂	1071.3	88.79	0.45724	0.07779	0.225	1.5057	0.27408
C ₁	667.78	-116.59	0.45793	0.08314	0.013	1.5698	0.28473
C ₂	708.34	90.104	0.45724	0.07779	0.0986	2.3707	0.28463
C ₃	615.76	205.97	0.45724	0.07779	0.1524	3.2037	0.27616
IC ₄	529.05	274.91	0.45724	0.07779	0.1848	4.2129	0.28274
NC ₄	550.66	305.69	0.45724	0.07779	0.201	4.0847	0.27386
IC ₅	491.58	369.05	0.45724	0.07779	0.227	4.9337	0.27271
NC ₅	488.79	385.61	0.45724	0.07779	0.251	4.9817	0.26844
C ₆	436.62	453.83	0.45724	0.07779	0.299	5.6225	0.25042
C ₇ -C ₁₈	287.89	661.61	0.47896	0.06841	0.47395	9.6423	0.2307
C ₁₉₊	77.968	1730.6	0.5911	0.09476	1.6773	23.42	0.077688

پارامترهای ضریب اثر متقابل دوتایی و ضریب انتقال حجمی¹ از دیگر موارد تأثیرگذار در روش رگراسیون می‌باشد. پارامترهای تغییر داده شده در جداول ۳-۱۰ تا ۳-۱۳ به خوبی مشخص است.

¹ Volume Shift Coefficient

جدول ۳-۱۰. پارامترهای ضریب اثر متقابل دوتایی قبل از رگراسیون

ترکیب	N ₂	H ₂ S	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	IC ₄	NC ₄	IC ₅	NC ₅	C ₆	C _{7-C₁₈}	C ₁₉₊
N ₂	0	0.176	-0.012	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
H ₂ S	0.176	0	0.096	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
CO ₂	-0.012	0.096	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
C ₁	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0.0279	0.05352	0.05352
C ₂	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01
C ₃	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01
IC ₄	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NC ₄	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IC ₅	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NC ₅	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C ₆	0.1	0.05	0.1	0.0279	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0
C _{7-C₁₈}	0.1	0.05	0.1	0.05352	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0
C ₁₉₊	0.1	0.05	0.1	0.05352	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0

جدول ۳-۱۱. پارامترهای ضریب اثر متقابل دوتایی بعد از رگراسیون

ترکیب	N ₂	H ₂ S	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	IC ₄	NC ₄	IC ₅	NC ₅	C ₆	C _{7-C₁₈}	C ₁₉₊
N ₂	0	0.176	-0.012	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.098404	0.045701
H ₂ S	0.176	0	0.096	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.000191
CO ₂	-0.012	0.096	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.040793	0.1
C ₁	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0.0279	0.05394	0.05394
C ₂	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01
C ₃	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01
IC ₄	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NC ₄	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IC ₅	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NC ₅	0.1	0.05	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C ₆	0.1	0.05	0.1	0.0279	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0
C _{7-C₁₈}	0.098404241	0.05	0.040793	0.05394	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0
C ₁₉₊	0.045700658	0.000191	0.1	0.05394	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0

جدول ۳-۱۲. ضریب انتقال حجمی قبل از رگراسیون

ترکیب	sShifts	cShifts (ft ³ /lb-mole)
N ₂	-0.13133424	-0.050591785
H ₂ S	-0.10259784	-0.044438971
CO ₂	-0.042730337	-0.018262858
C ₁	-0.14426562	-0.061877807
C ₂	-0.10326835	-0.066914372
C ₃	-0.077501381	-0.069943897
IC ₄	-0.061983725	-0.071850412
NC ₄	-0.054224897	-0.062921026
IC ₅	-0.041772457	-0.058791793
NC ₅	-0.030277896	-0.043713848
C ₆	-0.007288776	-0.01273138
C ₇ -C ₁₈	-0.010224634	-0.028625786
C ₁₉₊	0.30751905	2.7641826

جدول ۳-۱۳. ضریب انتقال حجمی بعد از رگراسیون

ترکیب	sShifts	cShifts (ft ³ /lb-mole)
N ₂	-0.13133424	-0.050591737
H ₂ S	-0.10259784	-0.044438928
CO ₂	-0.042730337	-0.018262841
C ₁	-0.036726653	-0.016836132
C ₂	-0.10326835	-0.066914308
C ₃	-0.077501381	-0.069943831
IC ₄	-0.061983725	-0.071850344
NC ₄	-0.054224897	-0.062920966
IC ₅	-0.041772457	-0.058791738
NC ₅	-0.030277896	-0.043713807
C ₆	-0.007288776	-0.012731368
C ₇ -C ₁₈	0.00392926	0.011235608
C ₁₉₊	0.81320789	23.232248

۳-۸. نتایج حاصل از رگراسیون

با استفاده از معادله حالت پنگ-رابینسون سه پارامتری، با تغییر پارامترهای متان و اجزای سنگین در روش تنظیم سازی، نتایج زیر به دست آمد.

✓ فشار اشباع و چگالی و ضریب حجمی انبساط نفت

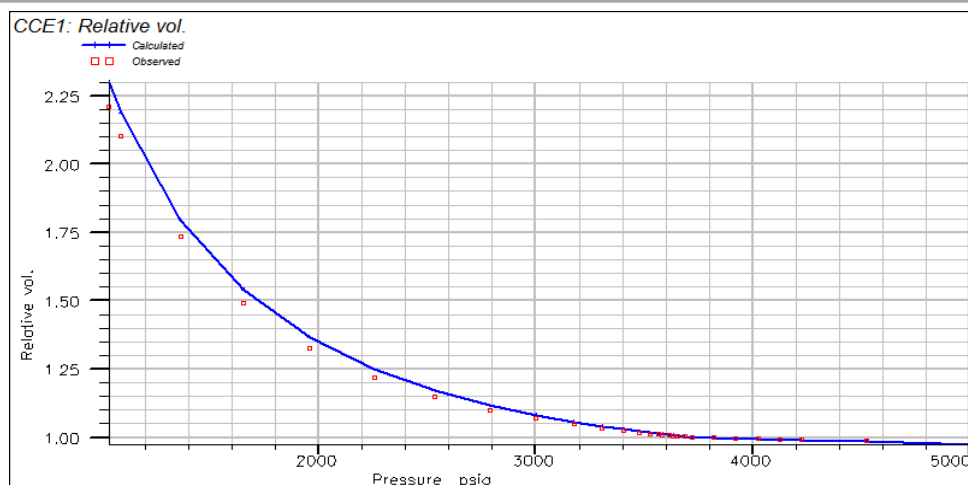
فشار اشباع حاصل از آزمایش CCE، برابر 3718 psi می باشد که این پارامتر در نتیجه‌ی شبیه‌سازی، با درصد خطای نسبی $3/5 \times 10^{-2}$ ، برابر 3720 psi محاسبه شده است. در جدول زیر مقادیر محاسبه شده برای چگالی سیال و ضریب حجمی نفت سازند در فشار اشباع آورده شده است.

جدول ۳-۱۴. مقایسه مقادیر آزمایشگاهی و شبیه‌سازی فشار اشباع و چگالی و ضریب حجمی انبساط نفت

پارامتر	مقدار اندازه‌گیری شده	مقدار محاسبه شده	خطا نسبی
فشار اشباع	3718	3720	0.00053792
چگالی سیال	41.409	40.3921	0.02455746
ضریب حجمی نفت سازند	1.6822	1.6374	0.02663179

✓ حجم نسبی

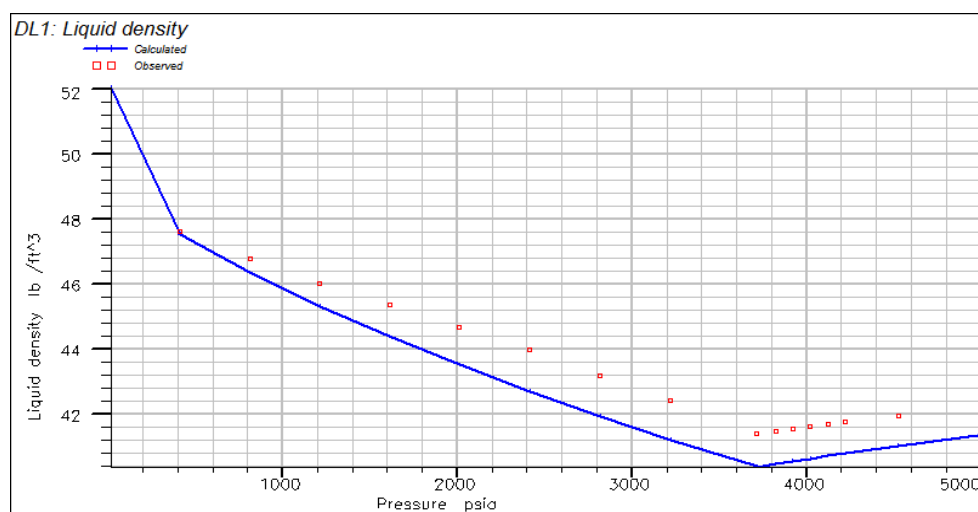
همان طور که در شکل ۳-۱۹ مشاهده می‌شود، مقادیر محاسبه شده حجم نسبی کل با میانگین خطای نسبی ۱/۹٪ تطابق خوب با داده‌های تجربی دارد.



شکل ۳-۱۹. مقادیر تجربی و محاسبه شده حجم نسبی کل در مقابل فشار در آزمایش CCE

✓ چگالی سیال

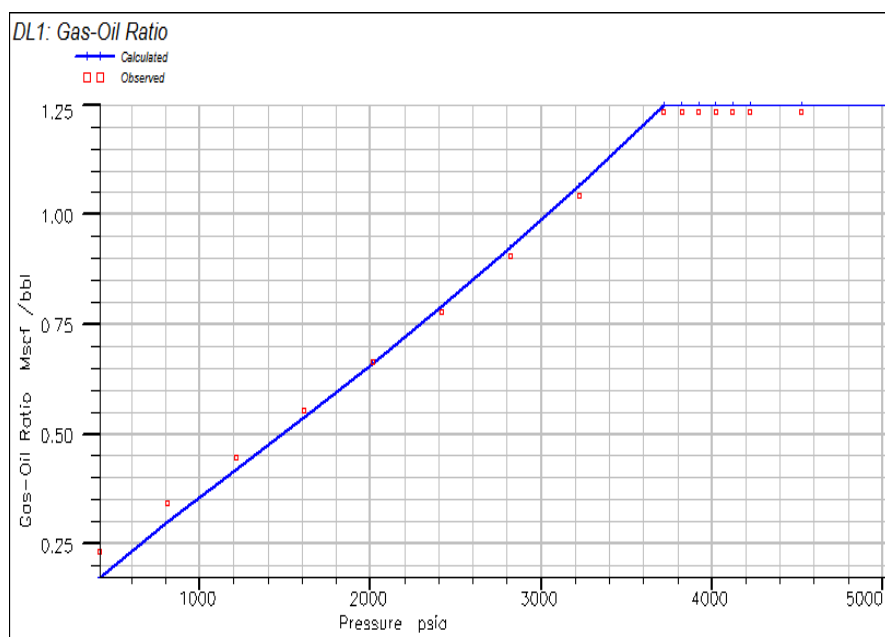
همان طور که گفته شد چگالی سیال با استفاده از آزمایش DL به دست آمده است. نتایج حاصل از شبیه‌سازی برای چگالی سیال دارای میانگین درصد خطای نسبی ۳/۱٪ می‌باشد. شکل زیر نمایانگر مقادیر محاسبه‌شده برای چگالی در فشارهای مختلف می‌باشد.



شکل ۳-۲۰. مقادیر تجربی و محاسبه شده چگالی سیال در مقابل فشار در آزمایش DL

✓ نسبت گاز به نفت

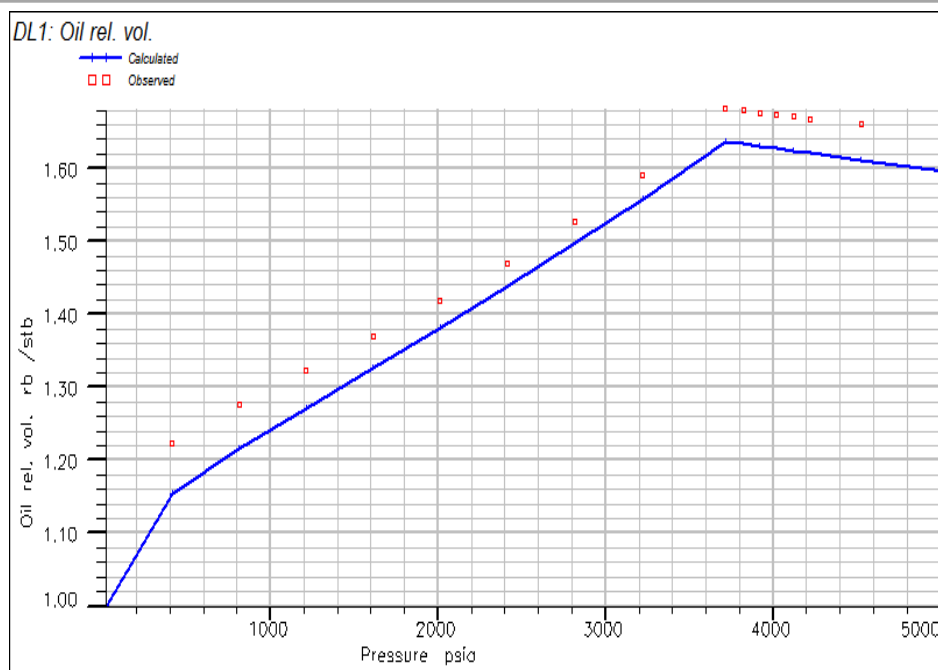
همانند بالا، نسبت گاز حل شده به نفت در آزمایش DL در فشارهای مختلف محاسبه شده است. در شکل ۳-۲۱ مقادیر اندازه‌گیری و محاسبه‌شده آورده شده است. مقدار درصد خطای نسبی برای نسبت گاز به نفت برابر ۱۱/۵۴ می‌باشد.



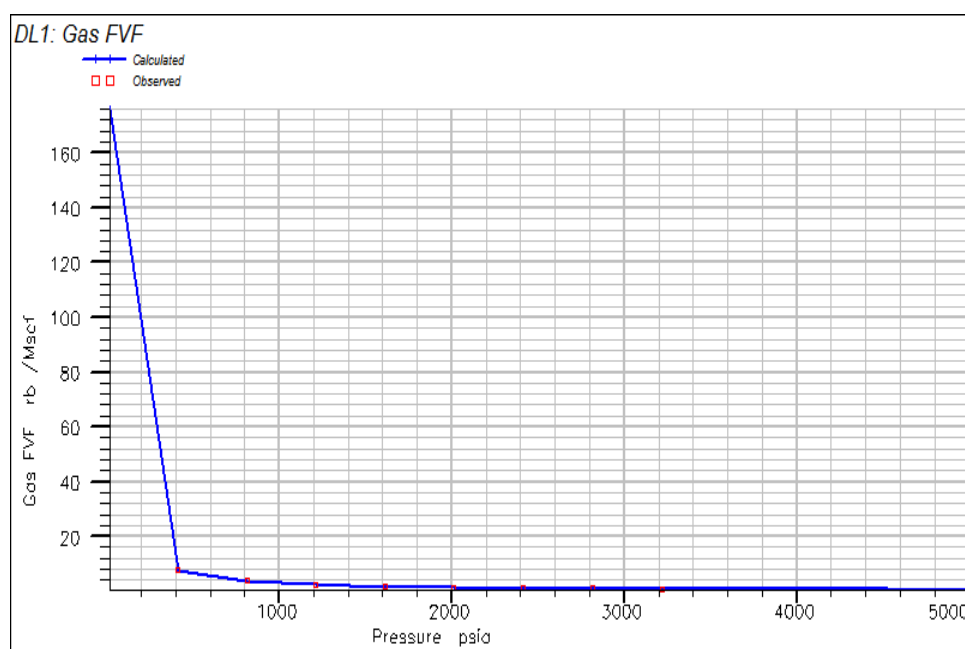
شکل ۳-۲۱. مقادیر تجربی و محاسبه‌شده نسبت گاز به نفت در مقابل فشار در آزمایش DL

✓ ضریب حجمی نفت و گاز

در شکل‌های ۳-۲۲ و ۳-۲۳ مقایسه‌ای بین نتایج محاسبه‌شده و اندازه‌گیری شده برای دو فاکتور ضریب حجمی نفت و گاز می‌باشند. درصد خطای نسبی ضریب حجمی نفت و گاز به ترتیب برابر ۲/۱۵ و ۲/۴۵ می‌باشد.



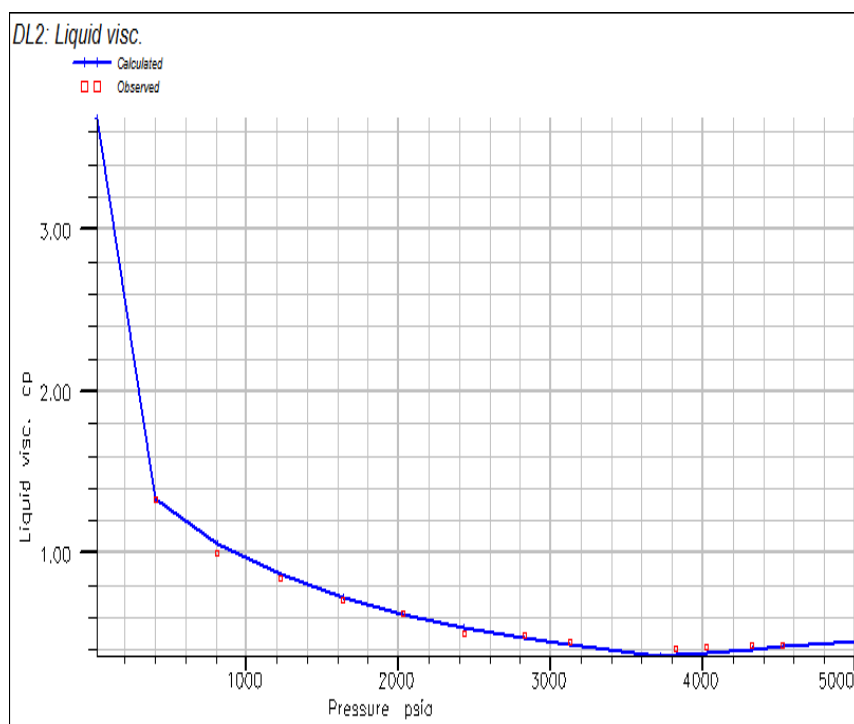
شکل ۳-۲۲. مقادیر تجربی و محاسبه شده فاکتور ضریب حجمی نفت در آزمایش DL



شکل ۳-۲۳. مقادیر تجربی و محاسبه شده فاکتور ضریب حجمی گاز در آزمایش DL

✓ گرانروی

شبیه‌سازی گرانروی سیال توسط معادله LBC انجام شده است. با استفاده از این روش برای محاسبه‌ی گرانروی نفت، نتایج قابل قبولی با درصد میانگین خطای نسبی ۱۰٪ به دست آمده است.



شکل ۳-۲۴. مقادیر شبیه‌سازی و اندازه‌گیری شده گرانروی در آزمایش DL

فصل ۲

بررسی روش‌های کاربردی جهت
استحصال نفت باقیمانده در بلوک‌های
موردتأجم آب

۴-۱. مقدمه

مخازن شکافدار درصد بسیار مهمی از ذخایر را در جهان تشکیل می‌دهند. این دسته از مخازن به دلیل شکاف‌ها و قابلیت بالای تولید مورد توجه قرار گرفته‌اند. به حرکت در آوردن و تولید نفت در چنین مخازنی به خصوص در نواحی مورد تهاجم آب با استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت از بزرگترین چالش‌های صنعت نفت است.

در این مطالعه سعی بر آن شده چندین روش کاربردی ازدیاد برداشت در ناحیه مورد تهاجم آب در یکی از مخازن شکافدار ایران بررسی شود. مخزن مورد مطالعه دارای ناحیه‌ی آبده است که با گذشت زمان سطح آن بالا و مقدار نفت باقیمانده را به دام می‌اندازد. میزان نفت باقیمانده در این ناحیه به طور میانگین ۴۰٪ است که بسته به شرایط مخزن نیاز به استفاده از بعضی از روش‌های کاربردی به منظور استحصال نفت باقیمانده در ناحیه‌ی مورد نظر است. روش‌های تزریق متناوب آب و گاز با حالت‌های متفاوت، تزریق کف و تزریق سورفکتانت-پلیمر در این ناحیه با استفاده از نرم‌افزار ECLIPSE بررسی شده است.

برای استفاده از نرم‌افزار ECLIPSE نیاز به وارد کردن اطلاعات ورودی مانند شرایط اولیه مخزن، فشار موئینگی، تراوایی نسبی، خواص آب سازند و غیره می‌باشد. در بخش بعدی اطلاعات ورودی به نرم‌افزار آورده شده است.

۴-۲. اطلاعات ورودی

✓ خصوصیات شکاف

عمدتاً سیستم‌های چند فازی، چند ترکیبی و ... را در مخازن با تخلخل یگانه^۱ به صورت عددی شبیه‌سازی می‌کنند. بسیاری از شبیه‌سازها قابلیت مطالعه بر روی مخازن شکاف‌دار را ندارند. مخازن شکاف‌دار به صورت مخازن با تخلخل دوگانه شناخته می‌شوند که ماتریس به عنوان ذخیره هیدروکربن و شکاف به عنوان هادی جریان به سمت چاه می‌باشد.

معمولاً پارامترها و خصوصیات شکاف در آزمایشگاه غیرقابل اندازه‌گیری می‌باشد. به طوری که نمی‌توان مقادیر حاصل از آزمایشگاه در مقیاس میدانی استفاده کرد. به همین منظور این دسته از پارامترها جزء مقادیری می‌باشند که در آنالیز حساسیت سنجی استفاده می‌شوند. در این مخزن با تطبیق تاریخچه مخزن، مقادیر و خصوصیات شکاف در بازه‌ی قابل قبولی یافته شده است. به عنوان مثال از جمله پارامترهایی که در آنالیز حساسیت استفاده می‌شود DZ_{mat} می‌باشد که بیان‌کننده تعداد شکاف در واحد طول می‌باشد. همان‌طور که در جدول ۴-۱ مشاهده می‌شود پارامتر سیگما نشان دهنده هندسه‌ی سیستم، مقدار تبادل جرم بین شکاف و ماتریس و گرادیان فشار در ماتریس می‌باشد. دیگر پارامترها در جدول ۴-۱ آورده شده است.

¹ Single Porosity

جدول ۴-۱. خصوصیات شکاف مخزن مورد مطالعه

پارامترهای تطابق	مقدار
تراوایی شکاف (میلی داری)	۸۰۰
تخلخل شکاف	۰/۰۰۸
سیگما σ	۰/۰۰۸
Dz _{mat} ماتریس (فوت)	۵۰
تراکم پذیری سنگ (1/psi)	$1/2 \times 10^{-6}$
نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل	۱

✓ تراکم‌پذیری ماتریس سنگ مخزن

مقدار تراکم‌پذیری ماتریس سنگ در دمای ثابت در فشار ۴۸۰۰ psi برابر با $1/2 \times 10^{-6}$ می‌باشد.

این پارامتر در میزان تولید نفت و همچنین کاهش فشار مخزن تأثیر مهمی دارد.

✓ خصوصیات آب سازندی

خصوصیات آب سازند به عنوان داده‌های ورودی در نرم‌افزار Eclipse به منظور انجام محاسبات باید وارد شود. این خصوصیات در فشار مبنایی اندازه‌گیری می‌شوند که در جدول ۴-۲ این خصوصیات آورده شده است.

جدول ۴-۲. خصوصیات آب سازندی مخزن مورد مطالعه

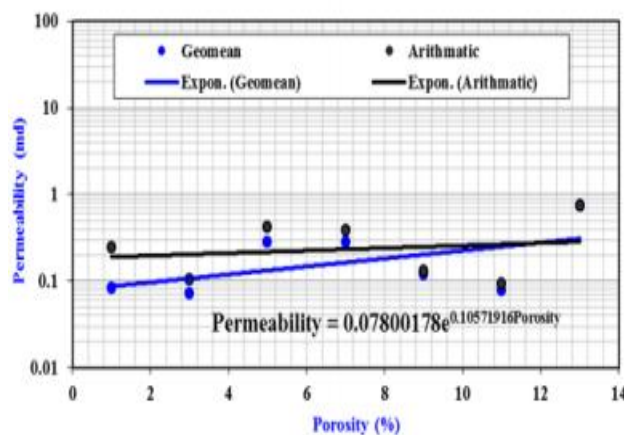
فشار مبنا	ضریب حجمی آب سازند	تراکم‌پذیری آب	گرانروی
۴۸۰۰ psi	۱.۰۱ scf/STB	$1/2 \times 10^{-6}$ 1/psi	۰.۹ cp

✓ آنالیز مغزه

• آنالیز معمولی مغزه (RCAL)

اندازه‌گیری پارامترهای تخلخل، تراوایی و اشباع جزء اساسی‌ترین آزمایش‌های مهندسان مخزن برای یافتن کیفیت و توزیع هیدروکربن و کنترل فازها در مخزن می‌باشد [۶۵].

یکی از اهداف آنالیز معمولی مغزه یافتن رابطه بین خواص تخلخل و تراوایی می‌باشد. در مخزن مورد مطالعه نمودار لگاریتمی تراوایی در برابر تخلخل رسم شده است (شکل ۴-۱). به منظور محاسبه رابطه نفوذپذیری بر حسب تخلخل، بر اساس دو روش حسابی^۱ و هندسی^۲ میانگین داده‌های نفوذپذیری مطلق و تخلخل در مقیاس لگاریتمی رسم شده‌اند و با گذراندن خطی از میانگین داده‌ها رابطه بین تخلخل و نفوذپذیری محاسبه می‌شود.



شکل ۴-۱. رابطه‌ی تخلخل و تراوایی

¹ Arithmetic

² Geomean

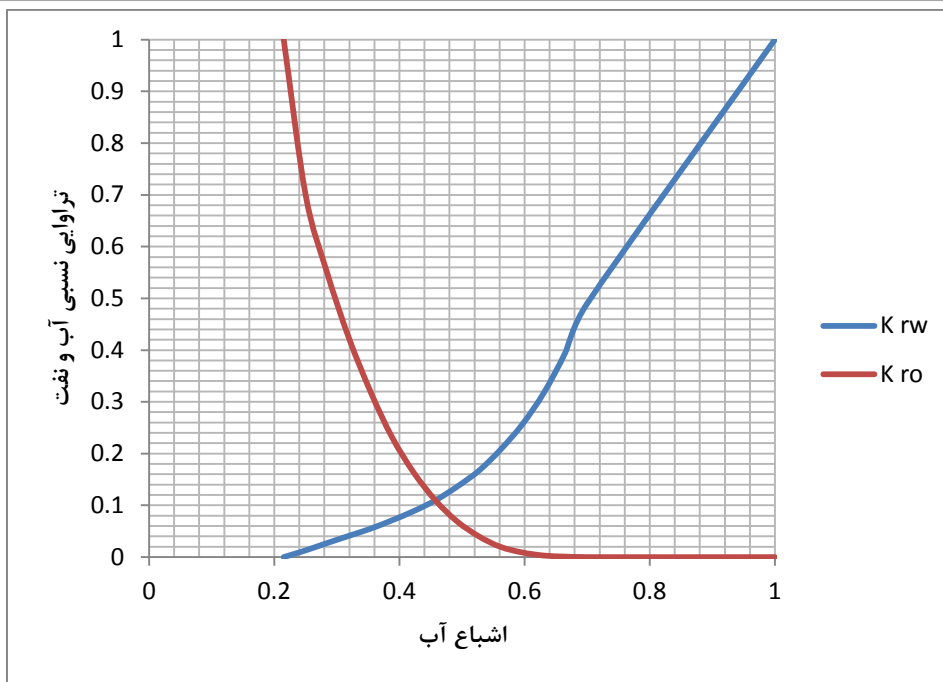
✓ آنالیز ویژه مغزه (SCAI)

• تراوایی نسبی

در آزمایشگاه با استفاده از اشباع‌های مختلف مقادیر تراوایی نسبی به دست آمده است. جداول ۳ و ۴-۴ این مقادیر را در سیستم‌های دو فاز نفت-آب و نفت-گاز نشان می‌دهند.

جدول ۳-۴. مقادیر تراوایی نسبی آب و نفت در سیستم دو فاز آب-نفت

S_w	K_{rw}	K_{ro}
0.215	0	1
0.25	0.013	0.7
0.284	0.027	0.551
0.319	0.041	0.424
0.354	0.055	0.319
0.388	0.071	0.232
0.423	0.089	0.163
0.458	0.11	0.109
0.492	0.136	0.069
0.527	0.167	0.04
0.561	0.207	0.02
0.596	0.256	0.009
0.631	0.318	0.003
0.665	0.395	0.001
0.7	0.49	0
1	1	0



شکل ۴-۲. تراوایی نسبی آب و نفت در سیستم دوفازی آب-نفت

جدول ۴-۴. مقادیر تراوایی نسبی گاز و نفت در سیستم دوفازی گاز-نفت

S_g	K_{rg}	K_{ro}
0	0	1
0.005	0	0.91
0.103	0.012	0.625
0.155	0.036	0.404
0.208	0.072	0.253
0.26	0.12	0.152
0.313	0.18	0.087
0.365	0.251	0.047
0.418	0.334	0.024
0.47	0.429	0.011
0.523	0.535	0.004
0.575	0.654	0.00154
0.628	0.784	0.00042
0.68	0.926	0.00008
0.733	0.971	0.00004
0.785	1	0

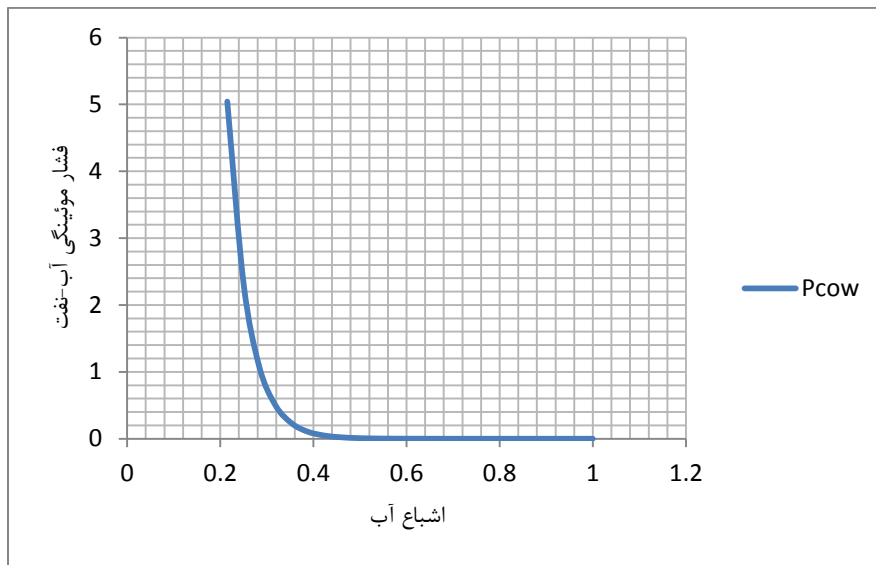
• فشار موئینگی

مقادیر فشار موئینگی در اشباع‌های مختلف برای سیستم‌های آب-نفت و نفت-گاز اندازه‌گیری

شده است. در جدول ۴-۵ مقادیر فشار موئینگی در اشباع‌های آب و گاز آورده شده است.

جدول ۴-۵. مقادیر فشار موئینگی در سیستم‌های دو فاز نفت-آب و گاز-نفت

S w	P cow	Sg	Pcog
0.215	5.0425	0	0
0.25	2.3236	0.005	0.2
0.284	1.0707	0.103	0.5
0.319	0.4939	0.155	0.58
0.354	0.2274	0.208	0.65
0.388	0.1048	0.26	0.75
0.423	0.0483	0.313	0.9
0.458	0.0223	0.365	1
0.492	0.0103	0.418	1.1
0.527	0.0047	0.47	1.23
0.561	0.0022	0.523	1.36
0.596	0.001	0.575	1.48
0.631	0.0006	0.628	1.61
0.665	0.0002	0.68	1.73
0.7	0.0001	0.733	1.86
1	0	0.785	2

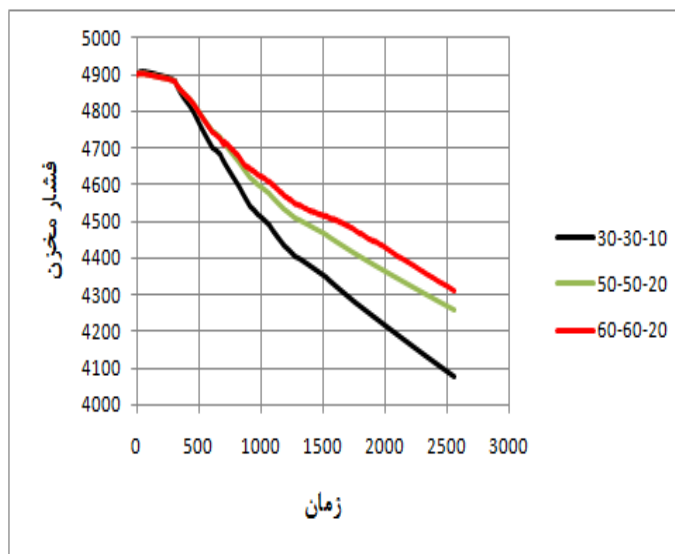


شکل ۴-۳. فشار موئینگی آب-نفت در سیستم دو فازی آب-نفت

۴-۳. انتخاب تعداد بلوک بهینه

برای انتخاب تعداد بلوک بهینه با استفاده از نرم‌افزار FloGrid مخزن به سه دسته بلوک با ابعاد $۳۰ \times ۳۰ \times ۱۰$ ، $۵۰ \times ۵۰ \times ۲۰$ و $۶۰ \times ۶۰ \times ۲۰$ تقسیم شده است. این سه دسته بلوک با استفاده از نرم‌افزار Eclipse برای مشاهده تغییرات فشار مخزن برای انتخاب تعداد بلوک بهینه اجرا شد.

همان طور که در شکل ۴-۴ مشاهده می‌شود، مقایسه فشار مخزن برای هر سه شبکه‌بندی آورده شده است. اختلاف بین فشار مخزن در دو شبکه‌بندی $۵۰ \times ۵۰ \times ۲۰$ و $۶۰ \times ۶۰ \times ۲۰$ بسیار کم می‌باشد و از آنجایی که در نرم‌افزار شبیه‌ساز Eclipse میزان زمان پردازش متناظر با تعداد بلوک‌ها می‌باشد، شبکه‌بندی $۵۰ \times ۵۰ \times ۲۰$ انتخاب شده است.



شکل ۴-۴. فشار مخزن در برابر زمان برای شبکه بندی‌های متفاوت

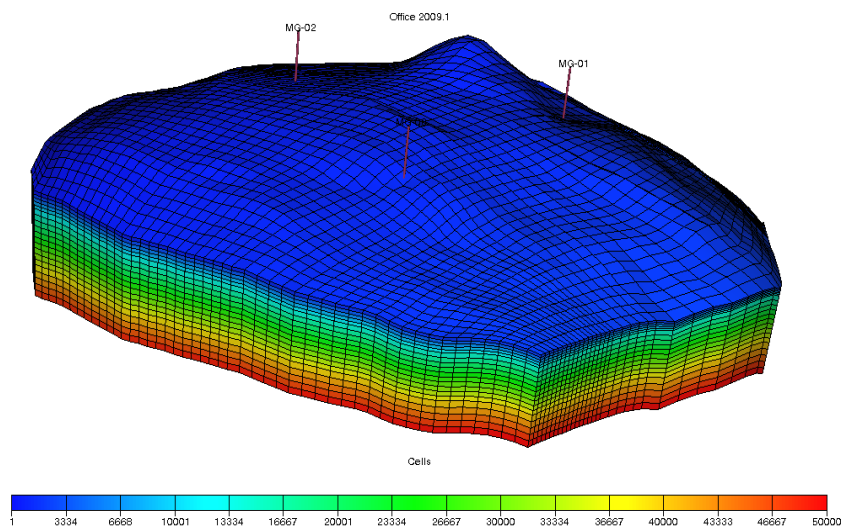
۴-۴. تاریخچه مخزن

مدل مخزن مورد مطالعه از تعداد ۵۰۰۰۰ شبکه در ابعاد $۵۰ \times ۵۰ \times ۲۰$ تشکیل شده است. مخزن مورد نظر به مدت هفت سال توسط سه چاه تولید طبیعی داشته است. مختصات چاه در جهت‌های X و Y در جدول ۴-۶ به نمایش گذاشته شده است.

جدول ۴-۶. مشخصات مختصات چاه‌ها در مخزن مورد مطالعه

نام چاه	X	Y
MG-01	35	27
MG-02	27	13
MG-03	16	29

نحوه شبکه بندی و قرار گرفتن چاه‌ها با استفاده از نرم‌افزار Eclipse در شکل ۴-۵ آورده شده است.



شکل ۴-۵. شبکه بندی و قرار گرفتن چاه‌ها

این مخزن فوق اشباع می‌باشد که دارای کلاhek گازی و ناحیه آبدۀ می‌باشد. با استفاده از نرم‌افزار Eclipse و خروجی نرم‌افزارهای FloGrid و PVTi تولید طبیعی مخزن در طول هفت سال شبیه‌سازی شد. برای حل معادلات دیفرانسیلی با مشتقات جزئی از روش کاملاً ضمنی^۱ استفاده شده است. فشار اولیه مخزن ۴۸۰۰ psi و شروع تولید از ۱ اکتبر ۱۹۹۹ بوده است. شرایط اولیه و اطلاعات مخزن در جدول ۴-۷ آورده شده است.

^۱ Full Implicit

جدول ۴-۷. شرایط اولیه و اطلاعات مخزن

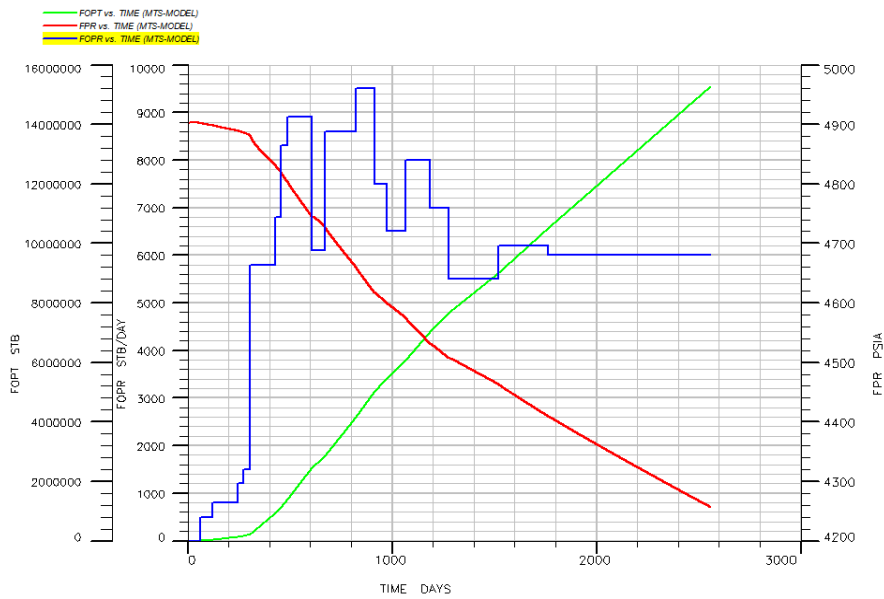
۶۰۰ ft	سطح تماس گاز-آب
آب-گاز-نفت	فازهای موجود
۱۹۵۰ ft	سطح تماس آب-نفت
۱-اکتبر-۹۹	شروع تولید
۹۰۰ ft	سطح مینا
۴۸۰۰ psi	فشار اولیه
۱۸۵°F	دمای مخزن

دبی چاه‌ها بر حسب STB/DAY به صورت زیر می‌باشد:

جدول ۴-۸. نرخ تولید تجمعی چاه‌ها در طول هفت سال (میزان بشکه تولیدی)

نام چاه	کمترین	بیشترین
MG-01	۰	۳۰۰۰
MG-02	۰	۳۲۰۰
MG-03	۰	۴۰۰۰

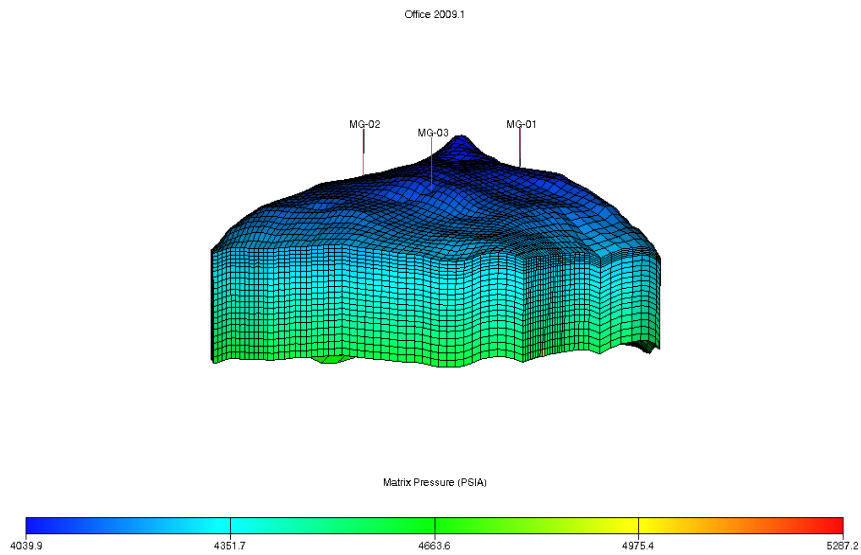
مخزن مورد مطالعه در طول هفت سال به میزان ۱۵ میلیون بشکه تولید داشته است که در این فاصله زمانی فشار مخزن بالاتر از فشار نقطه حباب نگه داشته شده است. در شکل ۴-۶ فشار مخزن، تولید نفت در هر بازه زمانی و تولید کلی در طول هفت سال آورده شده است.



شکل ۴-۶. تغییرات فشار مخزن، نرخ تولید و تولید کلی در مدت ۷ سال در مخزن مورد مطالعه

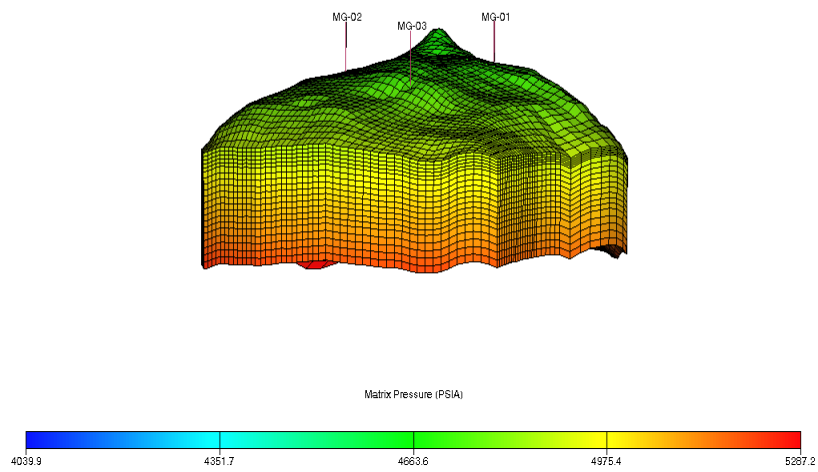
همان طور که گفته شد فشار مخزن در طول هفت سال بالاتر از فشار حباب می‌باشد. در شکل-

های ۴-۷ و ۴-۸ فشار ماتریس‌ها قبل و بعد از هفت سال تولید طبیعی آورده شده است.



شکل ۴-۷. فشار ماتریس مخزن مورد مطالعه در زمان اولیه

Office 2009.1



شکل ۴-۸. فشار ماتریس مخزن مورد مطالعه در انتهای هفت سال

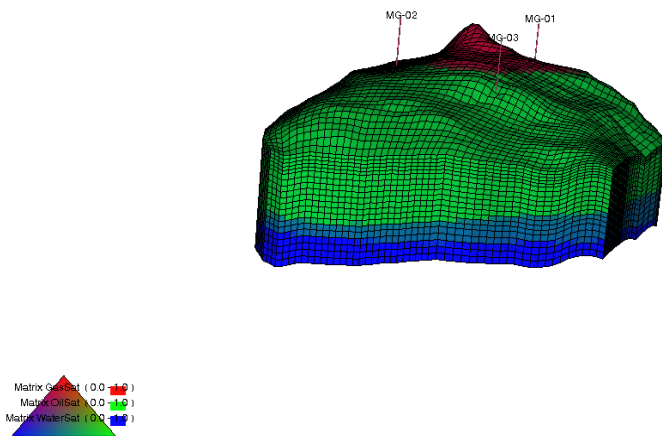
با استفاده از شکل‌های سه بعدی مخزن می‌توان نواحی گازی، مورد تهاجم گاز، لایه نفتی، مورد تهاجم آب و لایه آبدی را قبل و بعد از تولید تشخیص داد. شکل زیر نواحی مختلف را در طول دوران تولید طبیعی نشان می‌دهد.

Office 2009.1



شکل ۴-۹. مختصات و نواحی مخزن مورد مطالعه در زمان اولیه

Office 2009.1



شکل ۴-۱۰. مختصات و نواحی مخزن مورد مطالعه بعد از هفت سال تولید طبیعی

۴-۵. تزریق آب

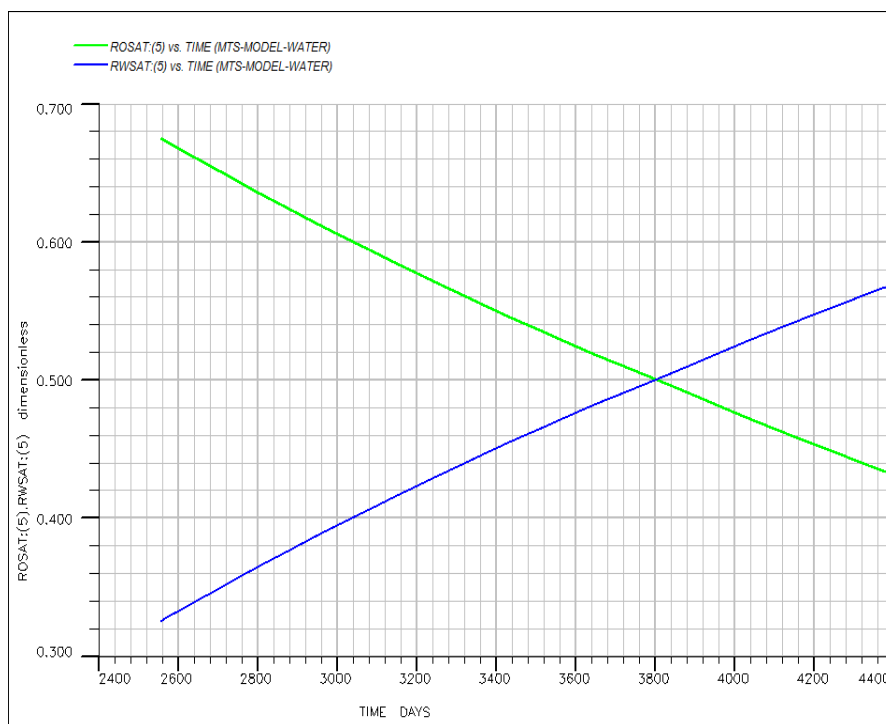
برای ثابت نگه‌داشتن فشار مخزن و همچنین تولید بیشتر، معمولاً در مخازن، تزریق آب یا گاز صورت می‌گیرد که روش‌های ثانویه نامیده می‌شوند. هدف روش‌های ثانویه ثابت نگه‌داشتن فشار مخزن می‌باشد. در این مطالعه به مدت پنج سال برای جلوگیری از افت فشار مخزن و همچنین ایجاد یک ناحیه‌ی آبی به منظور بررسی روش‌های ازدیاد برداشت در حالت ثالثیه، آب تزریق شد. تزریق آب در این مخزن در دو چاه انجام شده است و مشخصات این چاه‌ها در جدول ۴-۹ داده شده است.

جدول ۴-۹. مختصات چاه‌های تزریقی آب

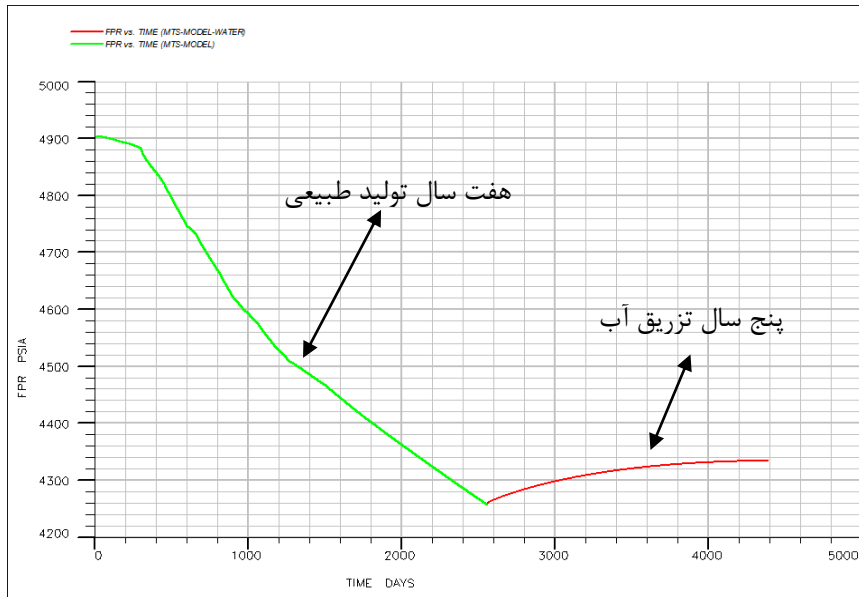
چاه	X	Y
MG-04	۳	۴۹
MG-05	۴۴	۴۵

تزریق در مدت پنج سال برای هر دو چاه 5000 STB/Day می‌باشد. این سیلابزنی در ادامه‌ی هفت سال تولید طبیعی صورت گرفته است. میزان اشباع نفت ناحیه‌ی مورد تهاجم در انتهای هفت سال تولید طبیعی 67% بوده است که بعد از تزریق پنج سال آب به 43% رسیده است. در شکل ۴-۴

۱۱ روند کاهشی اشباع نفت و بالعکس روند افزایشی اشباع آب در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب مشاهده می‌شود.



شکل ۴-۱۱. تغییرات مقادیر اشباع نفت و آب در مدت پنج سال تزریق آب در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب در این مدت فشار مخزن به اندازه‌ی ۸۰ psi افزایش داشته است. همان‌طور که در شکل ۴-۱۲ مشاهده می‌شود، در طول هفت سال تولید طبیعی فشار مخزن به اندازه‌ی ۶۴۰ psi کاهش داشته است و بعد از آن روند افزایشی به دلیل تزریق آب مشاهده می‌گردد.



شکل ۴-۱۲. تغییرات فشار مخزن در فرآیندهای تخلیه طبیعی مخزن به مدت ۷ سال و تزریق آب به مدت ۵ سال مقدار بازیافت در لایه‌ی دوم و سوم در انتهای دوازده سال (هفت سال تولید طبیعی و پنج سال سیلابزنی توسط آب) به ترتیب ۱/۱۲٪ و ۶/۹۶٪ بوده است.

۴-۶. تزریق متناوب آب و گاز

با استفاده از سه چاه که مختصات آنها در جدول ۴-۱۰ آورده شده است. در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب، روش تزریق متناوب آب و گاز، تزریق همزمان آب و گاز و همچنین تزریق انتخابی و همزمان آب و گاز شبیه‌سازی شده است.

جدول ۴-۱۰. مختصات چاه‌های تزریقی در روش‌های WAG

چاه	X	Y
MG-04	۳	۴۹
MG-05	۴۴	۴۵
MG-06	۲۷	۵۰

از آنجائی که با گذشت زمان تعداد چاه‌های توسعه‌ای با حفاری افزایش می‌یابند، ۳ چاه تولیدی در مختصاتی که در زیر آورده شده است، به مجموعه‌ی چاه‌های تولیدی و تزریقی افزوده می‌شود. لازم به ذکر است که سه چاه تولیدی به صورت فرضی می‌باشند.

جدول ۴-۱۱. چاه‌های تولیدی اضافه‌شده

چاه	X	Y
MG-07	۲۱	۳۷
MG-08	۳۶	۳۳
MG-09	۲۹	۳۸

در روش تزریق متناوب آب و گاز در ناحیه‌ی مورد مطالعه، اثر دوره و نرخ تزریق آب و گاز برای بررسی این پارامترها بر روی نرخ بازیافت شبیه‌سازی شد. در این روش دوره‌های ۱۶ و ۱۸ و ۲۴ ماهه که در هر کدام دوره تزریق با نسبت‌های ۱:۱ و ۲:۱ و ۳:۱ بررسی شده است.

در شبکه بندی این مخزن تعداد شبکه‌ها در جهت z، ۲۰ شبکه است که در تمامی این فرآیندها شبکه‌های ۸ تا ۱۸ برای تزریق استفاده می‌شود. آب در شبکه‌های ۸ تا ۱۱ و تزریق گاز در شبکه‌های ۱۲ تا ۱۸ صورت گرفته است. به دلیل تأثیر نیروی ثقلی، آب در ناحیه بالایی و گاز در ناحیه پایینی تزریق شده است. لازم به ذکر است برای بررسی اثر دوره بر روی نرخ بازیافت در تمامی این دوره‌ها نرخ تزریق آب ۳۰۰۰ STB/Day و نرخ تزریق گاز ۳۰۰۰ MSCF/Day در نظر گرفته شده است. کل دوره شبیه سازی در تمامی روش‌ها ۱۰ سال می‌باشد.

۴-۶-۲. دوره ۱۶ ماهه

✓ سناریوی اول: نسبت دوره آب به گاز ۱:۱

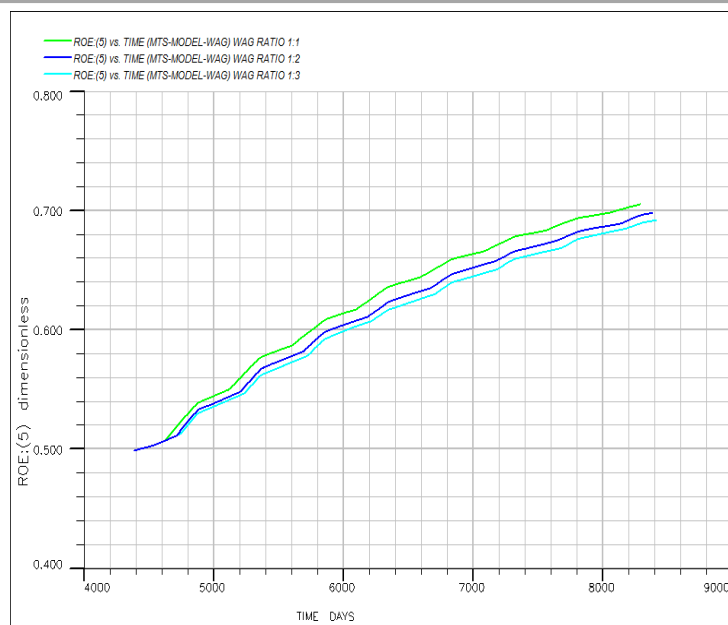
در این قسمت نسبت‌های دوره ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ بررسی شده است. در نسبت دوره آب به گاز ۱:۱ آب و گاز هر کدام به مدت ۲۴۴ روز در ناحیه مورد مطالعه تزریق شده است. تعداد دوره‌های تزریق آب و گاز در طول این ده سال ۱۵ بار است. همان طور که گفته شد آب در مشبک‌های بالایی و گاز در مشبک‌های پایینی تزریق شده است که دلیل این امر اختلاف نیروی گرانشی می‌باشد، چنانچه آب تمایل به پایین رفتن و همچنین گاز تمایل به بالا رفتن در مخزن دارد. با تزریق نسبت ۱:۱ در ناحیه‌ی تحت تهاجم میزان بازیافت در پایان ده سال برابر با ۱۹/۹۴٪ درصد بوده است.

✓ سناریوی دوم: نسبت دوره آب به گاز ۲:۱

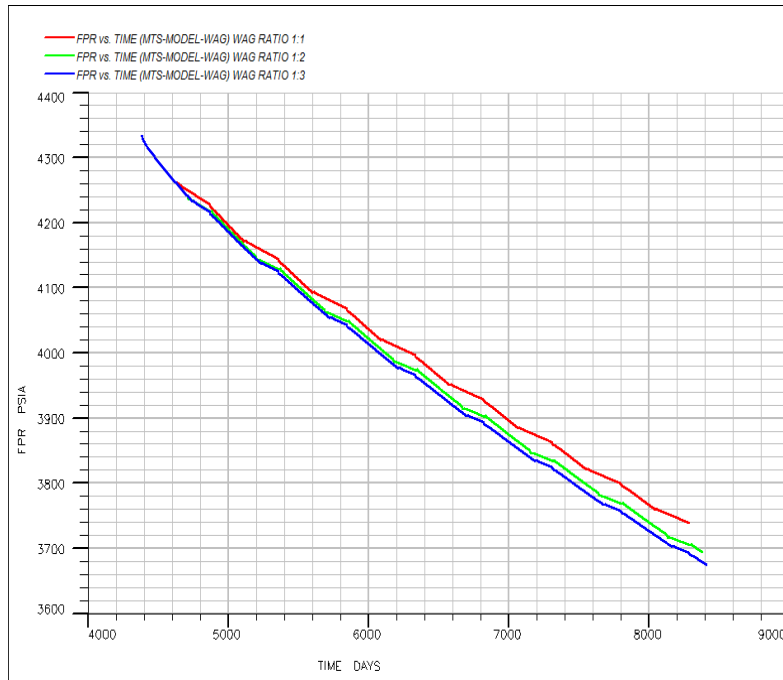
در دوره‌ی ۱۶ ماهه با نسبت ۲:۱ آب به مدت ۱۶۲ روز و گاز به مدت ۳۲۶ روز تزریق شده است. میزان بازیافت در انتهای این فرایند برابر با ۱۸/۸۵ درصد می‌باشد.

✓ سناریوی سوم: نسبت دوره آب به گاز ۳:۱

در نسبت ۳:۱ آب به مدت ۱۲۲ روز و گاز به مدت یک سال تزریق می‌شود. میزان بازیافت نهایی در پایان شبیه سازی ای نسبت برابر با ۱۸/۳۳ درصد بوده است. شکل ۴-۱۳ نتایج به دست آمده از بازیابی نفت را در ناحیه مورد تهاجم آب برای سه سناریو نشان می‌دهد. همانطور که در شکل ۴-۱۳ دیده می‌شود با افزایش نسبت دوره، مقدار بازیابی به صورت جزئی در ناحیه مورد تهاجم کاهش می‌یابد.

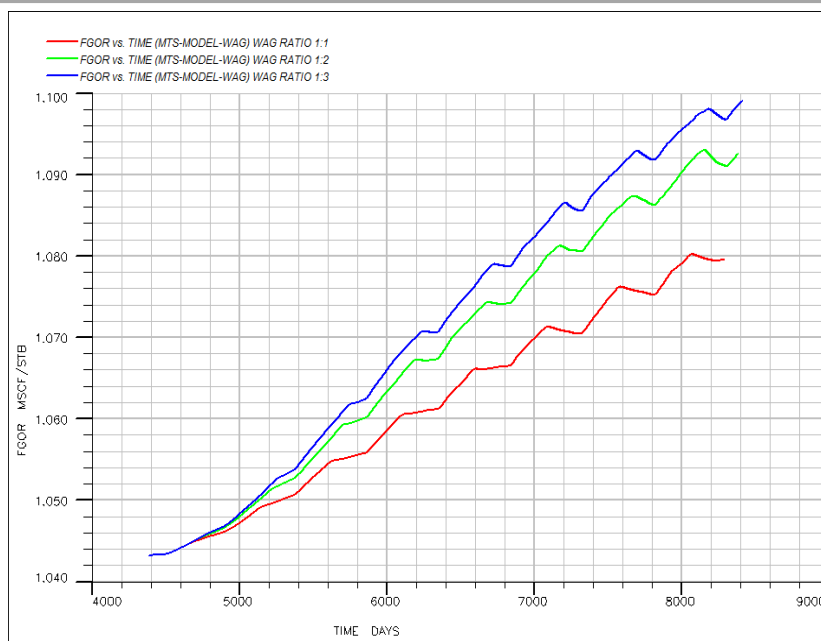


شکل ۴-۱۳. مقایسه بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم در فرآیند WAG ۱۶ ماهه در سناریوهای اول، دوم و سوم در شبیه‌سازی انجام‌شده بیشترین افت فشار در مخزن مربوط به دوره‌ی ۳:۱ می‌باشد که ۶۱۵psi کاهش فشار داشته است. در پایان شبیه‌سازی فشار مخزن در نسبت دوره‌های ۱:۱ و ۲:۱ به ترتیب ۵۷۲ psi و ۶۰۱ psi کاهش داشته است. همان‌طور که در شکل ۴-۱۴ مشاهده می‌شود در پایان سناریوی اول برای تمام نسبت‌ها فشار مخزن همچنان بالاتر از فشار اشباع نگه داشته شده است.



شکل ۴-۱۴. تغییرات فشار مخزن مورد مطالعه در فرآیند WAG ۱۶ ماهه در سناریوی اول، دوم و سوم

با تزریق گاز در مخزن نسبت گاز به نفت در مخزن افزایش می‌یابد که در شکل ۴-۱۵ برای سه نسبت در دوره‌ی ۱۶ ماهه آورده شده است. میزان GOR اولیه مخزن $1/0.4$ MSCF/Day است که با روند تزریق گاز این مقدار افزایش می‌یابد. از آنجائی که نسبت تزریق گاز به آب در نسبت ۳:۱ بیشتر از دیگر نسبت‌ها می‌باشد، میزان GOR مخزن بیشتر از دو نسبت ۱:۱ و ۲:۱ می‌باشد. چنانچه در شکل معلوم است مقدار GOR مخزن در انتهای شبیه سازی برای نسبت‌های ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ به ترتیب برابر $1/0.8$ MSCF/Day، $1/0.91$ MSCF/Day و $1/0.96$ MSCF/Day می‌باشند.

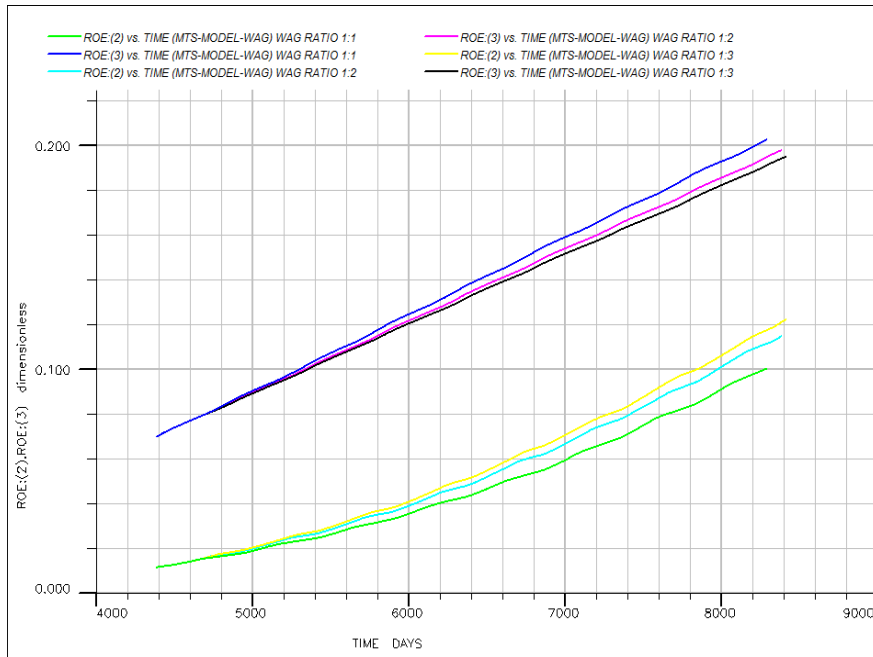


شکل ۴-۱۵. تغییرات نسبت گاز به نفت در فرآیند WAG ۱۶ ماهه در سناریوی اول، دوم و سوم

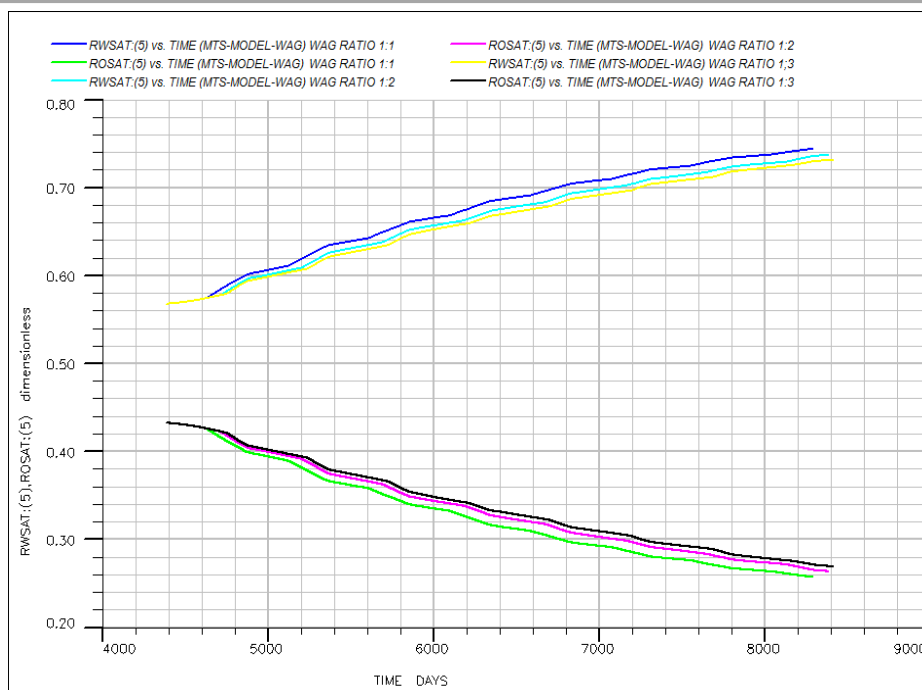
تغییرات نرخ بازیافت برای سه سناریوی شبیه سازی شده در دو لایه‌های دوم و سوم در شکل ۴-۱۶ آورده شده است. همان طور که مشاهده می‌شود، بیشترین بازیافت در لایه‌ی دوم مربوط به نسبت ۳:۱ و بیشترین بازیافت مربوط به لایه سوم در شبیه‌سازی انجام شده، نسبت ۱:۱ می‌باشد. مقدار بازیافت در لایه‌های دوم و سوم برای سناریوهای اول تا سوم در جدول ۴-۱۲ آورده شده است.

جدول ۴-۱۲. مقدار بازیافت نفت در لایه‌ی دوم و سوم در فرآیند WAG ۱۶ ماهه در سناریوی اول، دوم و سوم

	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم
لایه دوم	۸.۱۷	۹.۱۸	۹.۶۸
لایه سوم	۱۲.۴۵	۱۱.۷۳	۱۱.۴



شکل ۴-۱۶. مقادیر بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در فرآیند WAG ۱۶ ماهه در سناریوهای اول، دوم و سوم مقدار اشباع‌های نفت و آب در سناریوی اول کمترین و بیشترین مقدار را در ناحیه‌ی مورد هجوم آب نسبت به سناریوهای دوم و سوم داشته است زیرا در نسبت دوره‌ی ۱:۱ مدت تزریق آب و گاز برابر و هر کدام ۵ سال می‌باشند ولی در نسبت‌های دیگر مدت تزریق گاز بیشتر از آب است، بنابراین مقدار اشباع آب در ناحیه‌ی مورد تهاجم در سناریوی اول بیشتر از سناریوهای دوم و سوم می‌باشد. به طوری که در شکل ۴-۱۷ مقادیر اشباع آب و نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب مشاهده می‌شود.



شکل ۴-۱۷. تغییرات اشباع‌های نفت و آب در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در فرآیند WAG ۱۶ ماهه در سناریوهای اول، دوم و سوم

۴-۶-۳. دوره ۱۸ ماهه

✓ سناریوی چهارم: نسبت دوره آب به گاز ۱:۱

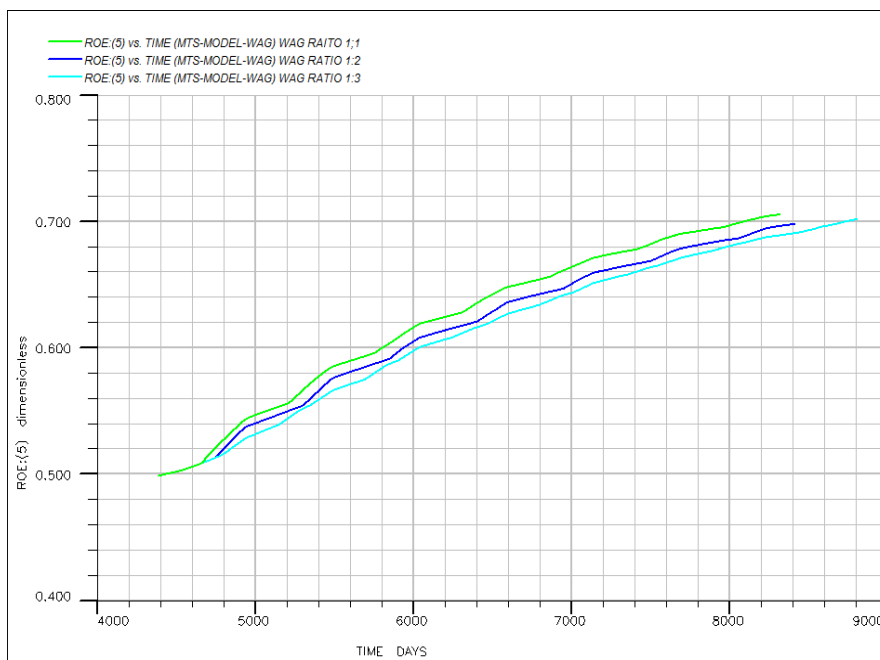
همانند دوره‌های ۱۶ ماهه آب و گاز با نسبت‌های مختلف در یک دوره ۱۸ ماهه در ناحیه مورد تهاجم تزریق شد. در این سناریو آب و گاز هر کدام با مدت ۹ ماه به صورت دوره‌ای تزریق می‌شود. در این بخش تنها اثر دوره روی نتایج لحاظ شده است و نرخ تزریق برای آب و گاز مانند فرآیند WAG با دوره ۱۶ ماهه می‌باشد. نتایج حاصل از این دوره بیانگر این است که میزان بازیافت در ناحیه مورد بررسی برابر با ۲۰ درصد می‌باشد.

✓ سناریوی پنجم: نسبت دوره آب به گاز ۲:۱

در این سناریو آب به مدت ۶ ماه و گاز به مدت یک سال تزریق شده است. میزان درصد نفت تولیدی در ناحیه‌ی مورد تهاجم برابر با ۱۸/۸۷ درصد می‌باشد.

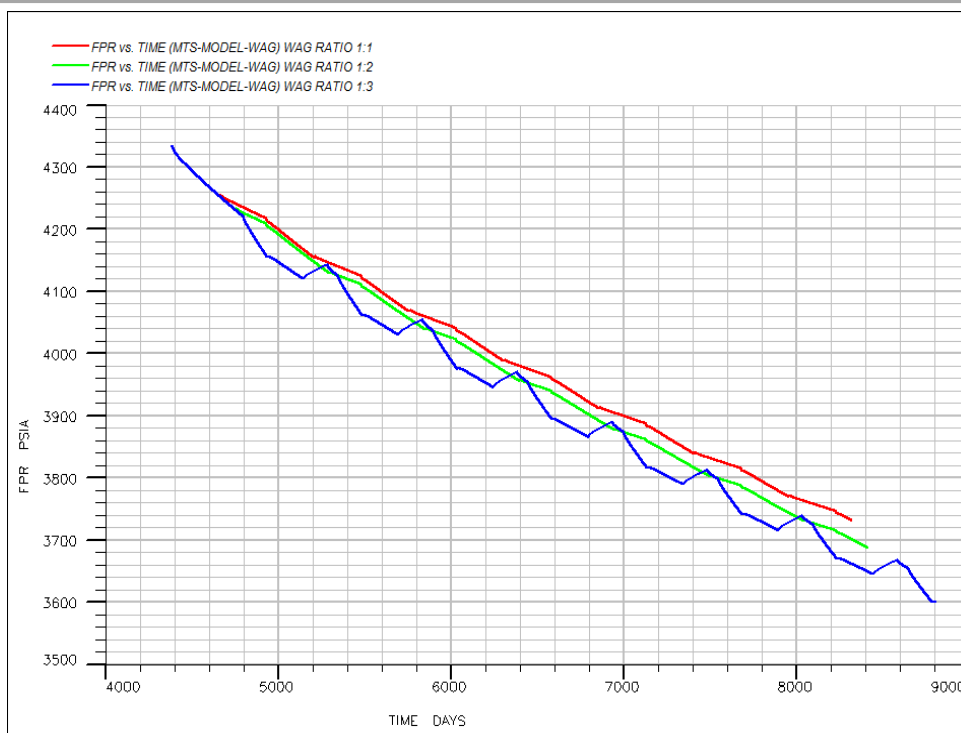
✓ سناریوی ششم: نسبت دوره آب به گاز ۳:۱

با افزایش طول دوره‌ی تزریق گاز نسبت به آب میزان بازیافت در ناحیه‌ی مورد تهاجم کاهش می‌یابد؛ به طوری که میزان درصد بازیافت نفت در این ناحیه برابر با ۱۸/۳۴ درصد می‌باشد. با افزایش دوره‌ی تزریق از ۱۶ ماه به ۱۸ ماه به صورت جزئی در تمامی نسبت‌ها مقادیر بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم افزایش یافت. در شکل ۴-۱۸ مقادیر بازیافت نفت را برای سناریوهای چهارم، پنجم و ششم آورده شده است که بیشترین مقدار مربوط به سناریوی چهارم می‌باشد.



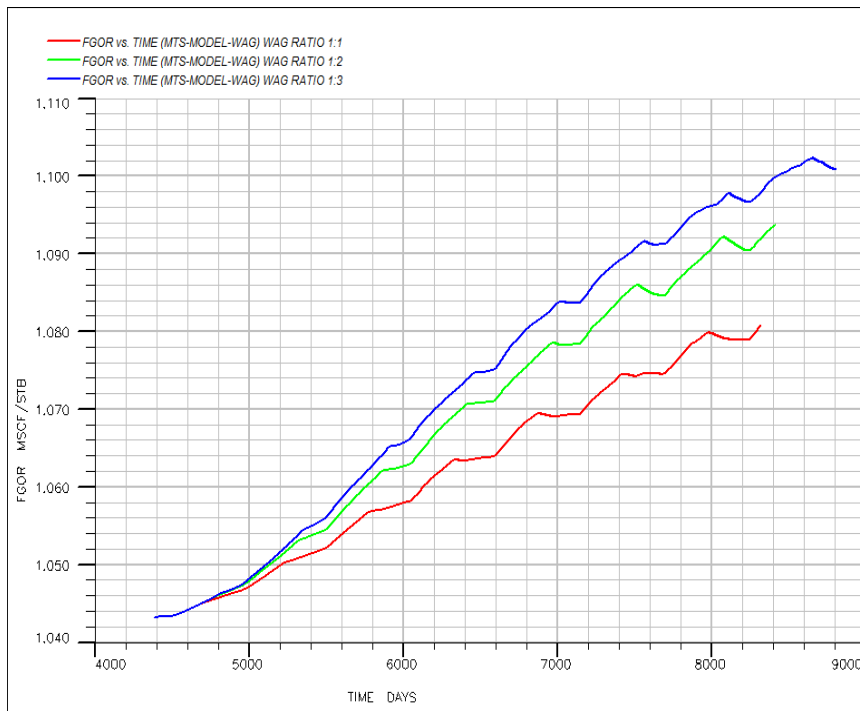
شکل ۴-۱۸. تغییرات بازیافت نفت در ناحیه مورد تهاجم در فرآیند WAG ۱۸ ماهه در سناریوهای چهارم، پنجم و ششم

در فرآیند WAG ۱۸ ماهه کمترین افت فشار مخزن مربوط به سناریوی چهارم می‌باشد. افت فشار مخزن در سناریوهای چهارم، پنجم و ششم به ترتیب ۵۷۱ psi، ۶۰۲ psi و ۶۰۰ psi می‌باشند. همانطور که در شکل ۴-۱۹ مشاهده می‌شود در دومین دوره‌ی تزریق گاز در سناریوی ششم فشار مخزن روند افزایشی داشته است.



شکل ۴-۱۹. تغییرات فشار مخزن در فرآیند WAG ۱۸ ماهه در سناریوی چهارم، پنجم و ششم

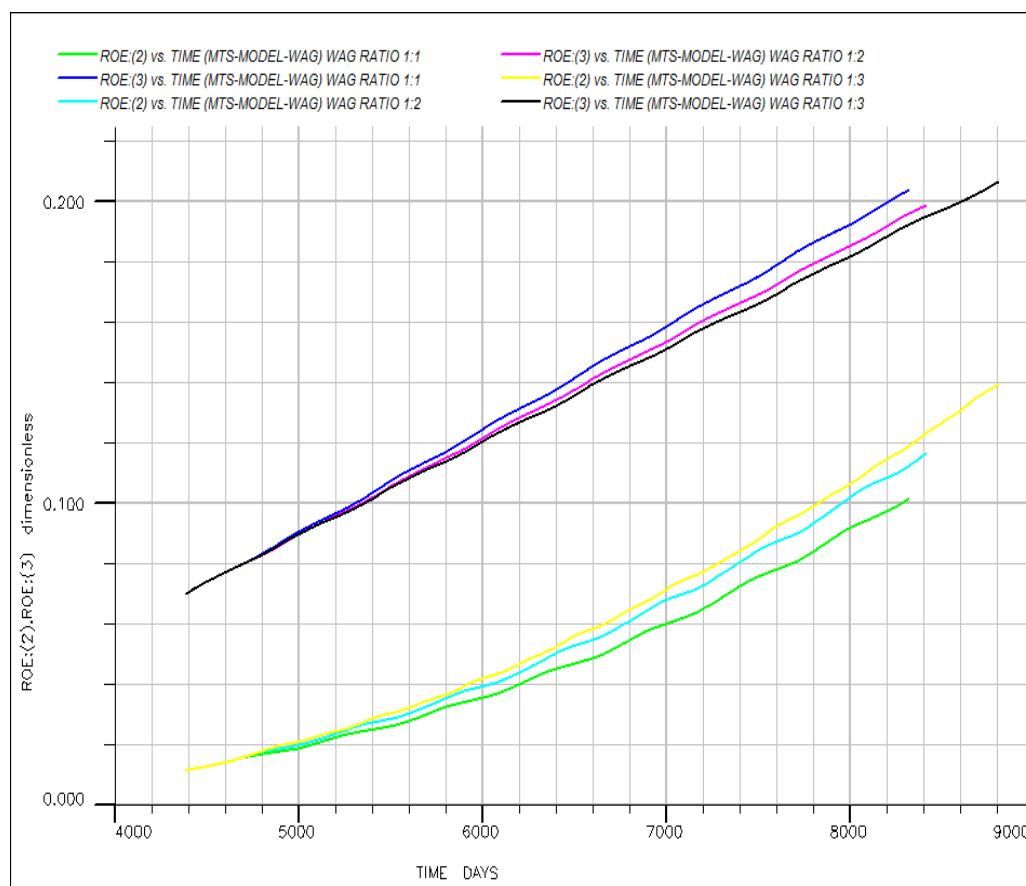
با افزایش میزان دوره‌ی تزریق گاز، نسبت گاز به نفت در مخزن افزایش می‌یابد به طوری که در تزریق متناوب آب و گاز در دوره‌ی ۱۸ ماهه نسبت‌های ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ دارای $1/0.79$ MSCF/Day، $1/0.92$ MSCF/Day و $1/0.97$ MSCF/Day می‌باشند. در شکل ۴-۲۰ تغییرات نسبت گاز به نفت آورده شده است.



شکل ۴-۲۰. تغییرات نسبت گاز به نفت در روش WAG ۱۸ ماهه در سناریوهای چهارم، پنجم و ششم همانند دوره‌ی ۱۶ ماهه در دوره‌ی ۱۸ ماهه بیشترین نرخ بازیافت در لایه‌ی دوم مربوط به سناریوی ششم و بیشترین نرخ تولید در لایه سوم مربوط به سناریوی چهارم می باشد. در جدول ۴-۱۳ مقادیر بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در فرآیند WAG ۱۸ ماهه آورده شده است. شکل ۴-۲۱ تغییرات بازیافت نفت را در لایه‌های دوم و سوم برای فرآیند WAG ۱۸ ماهه با نسبت‌های ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ نشان می‌دهد.

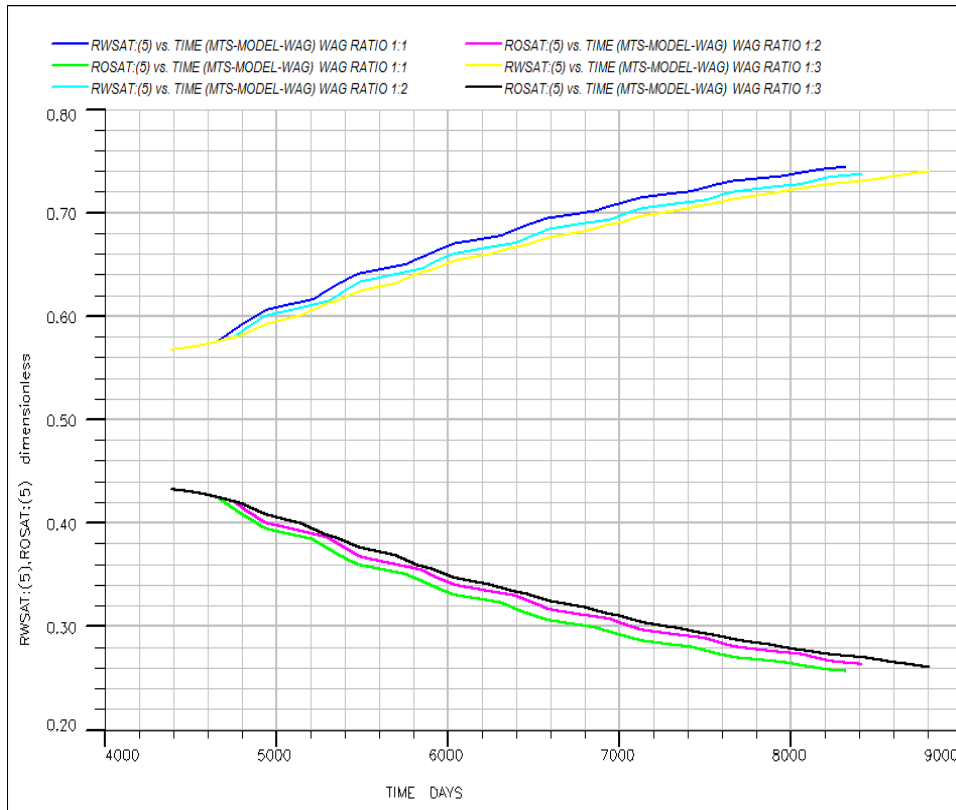
جدول ۴-۱۳. مقدار بازیافت نفت در لایه‌ی دوم و سوم در فرآیند WAG ۱۸ ماهه در سناریوی چهارم، پنجم و ششم

	سناریوی چهارم	سناریوی پنجم	سناریوی ششم
لایه دوم	8.17	9.25	9.68
لایه سوم	12.42	11.69	11.34



شکل ۴-۲۱. تغییرات بازیافت نفت در لایه‌ی دوم و سوم در فرآیند WAG ۱۸ ماهه در سناریوهای چهارم، پنجم و ششم

مقدار اشباع نفت در سناریوی چهارم کمترین و اشباع آب در سناریوی ششم بیشترین مقدار را در ناحیه‌ی مورد هجوم آب دارد. در شکل ۴-۲۲ مقادیر اشباع آب و نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب آورده شده است.



شکل ۴-۲۲. تغییرات اشباع‌های نفت و آب در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در فرآیند WAG ۱۸ ماهه در سناریوهای چهارم، پنجم و ششم

۴-۶-۴. دوره ۲۴ ماهه

✓ سناریوی هفتم: نسبت دوره آب به گاز ۱:۱

در دوره‌ی ۲۴ ماهه مانند دوره‌های ۱۶ و ۱۸ ماهه تنها اثر دوره در نظر گرفته شده است. در سناریوی هفتم با تزریق متناوب آب و گاز با دوره‌ی ۲ ساله و نسبت ۱:۱ میزان بازیافت نهایی در انتهای ده سال شبیه سازی در ناحیه‌ی مورد بررسی، ۲۰/۱۴ درصد به دست آمده است.

✓ سناریوی هشتم: نسبت دوره آب به گاز ۲:۱

در سناریوی هشتم نسبت ۲:۱ با تزریق ۲۴۴ روز آب و ۴۸۸ روز گاز مورد بررسی قرار گرفته است.

میزان بازیافت به منظور استحصال نفت باقیمانده در ناحیه‌ی مورد تهاجم توسط آب برابر با

۱۹/۱۳ درصد می‌باشد.

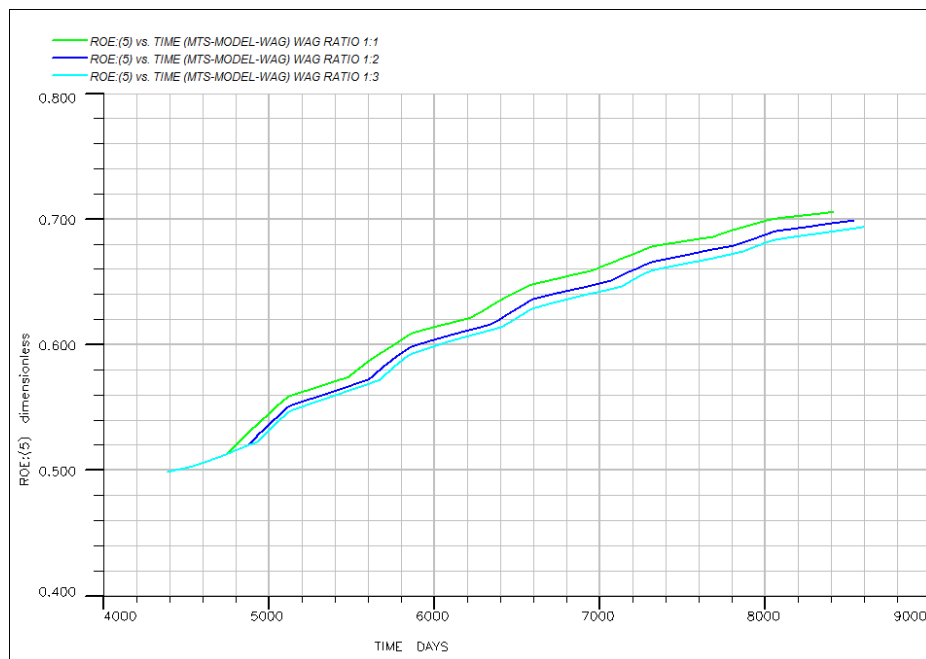
✓ سناریوی نهم: نسبت دوره آب به گاز ۳:۱

با نسبت آب به گاز ۳:۱ در مدت ۲۴ ماه آب به مدت ۶ ماه و گاز به مدت ۱۸ ماه تزریق شده

است. نتایج حاصل بر شبیه سازی نشان دهنده ی این مساله می باشد که میزان نرخ بازیافت در مدت

۱۰ سال شبیه سازی کاهش یافته و مقدار آن برابر با ۱۸/۴۶ درصد می‌باشد. نتایج شبیه سازی برای

سناریوهای هفتم، هشتم و نهم در شکل ۴-۲۳ آورده شده است.

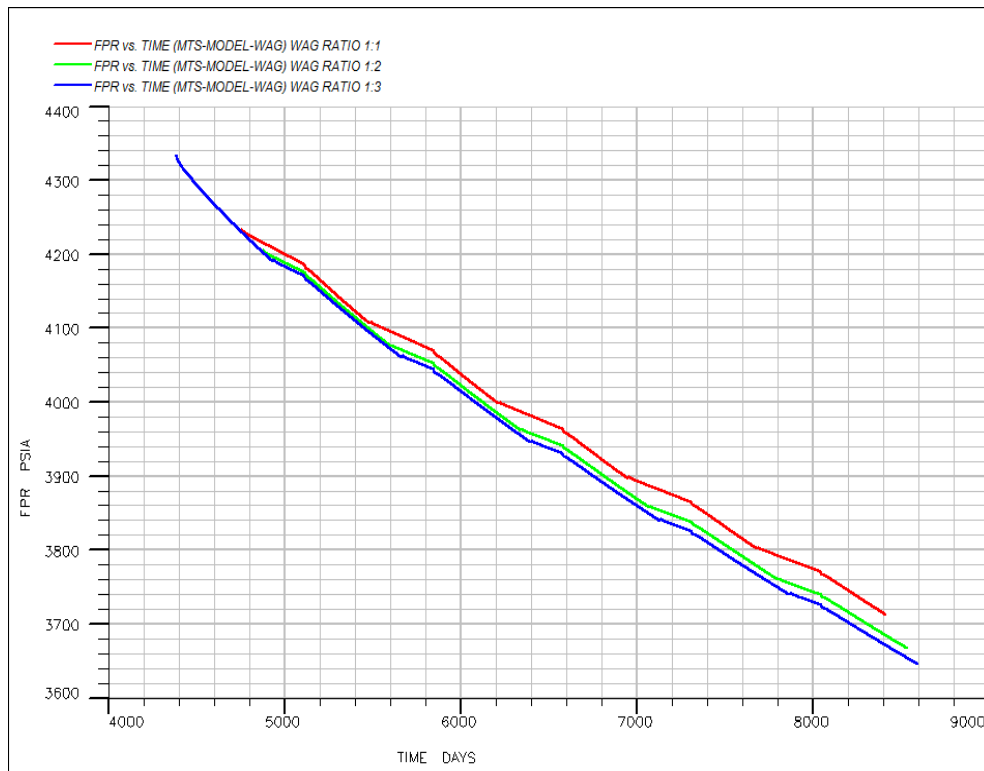


شکل ۴-۲۳. بازیافت نفت در ناحیه مورد تهاجم در فرآیند WAG ۲۴ ماهه در سناریوهای هفتم، هشتم و نهم

کمترین افت فشار مخزن در سناریوهای هفتم مشاهده شد که به مقدار ۵۶۶ psi کاهش داشته

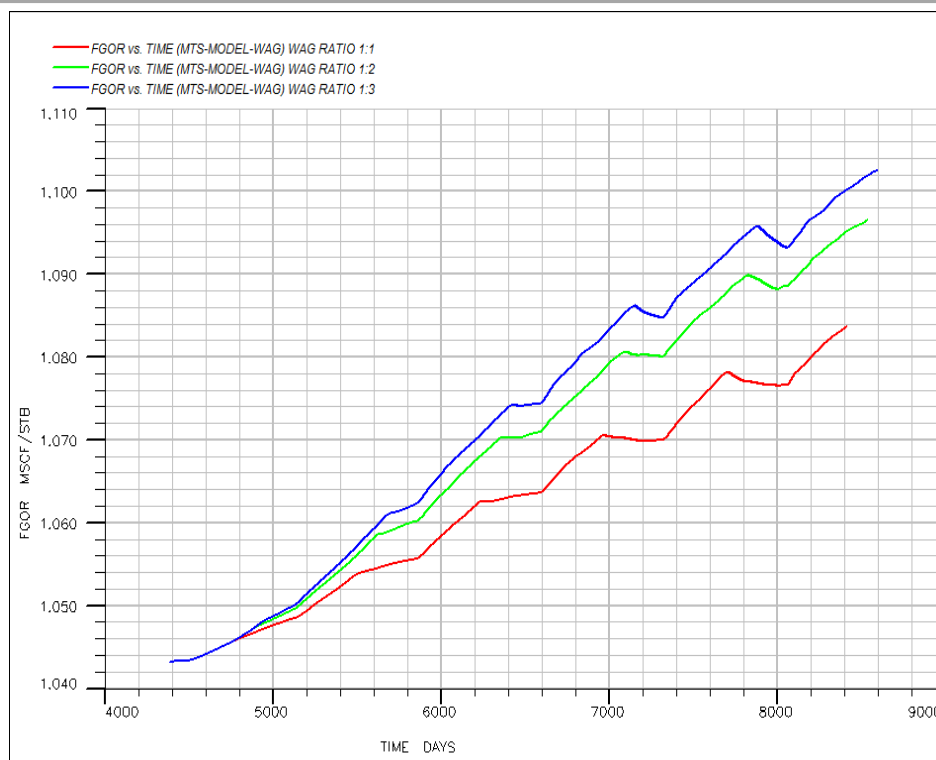
است. در شکل ۴-۲۴ روند کاهش فشار برای روش WAG ۲۴ ماهه با نسبت دوره‌های ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

آورده شده است.



شکل ۴-۲۴. تغییرات فشار مخزن مورد مطالعه در فرآیند WAG ۲۴ ماهه در سناریوهای هفتم، هشتم و نهم

میزان نسبت گاز به نفت با افزایش دوره‌ی گاز نیز همانند دیگر دوره‌های ۱۶ و ۱۸ ماهه افزایش می‌یابد. یکی از مکانیزم‌های تولید نفت در مخزن انبساط ناشی از نفت می‌باشد. هر چه میزان گاز موجود در نفت بیشتر باشد انبساط به دلیل افت فشار موجود در مخزن بیش‌تر می‌شود. نسبت گاز به نفت مخزن در پایان ده سال شبیه سازی برای سناریوهای هفتم، هشتم و نهم به ترتیب $1/0.76$ MSCF/Day، $1/0.88$ MSCF/Day و $1/0.93$ MSCF/Day به دست آمده است. شکل ۴-۲۵ تغییرات نسبت گاز به نفت مخزن را برای دوره‌های با نسبت ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ نشان می‌دهد.

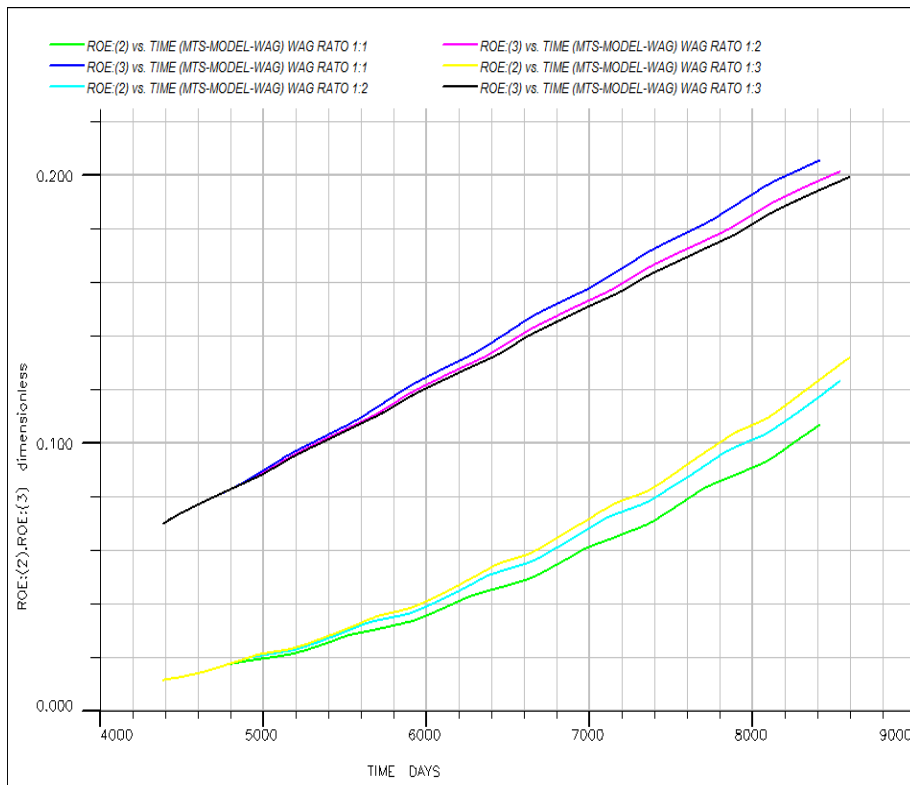


شکل ۴-۲۵. تغییرات نسبت گاز به نفت در روش WAG ۲۴ ماهه در سناریوی هفتم، هشتم و نهم

همان طور که در فصل سوم نشان داده شد مقدار NTG در لایه‌ی دوم نسبت به لایه‌ی اول و سوم بیشتر است. بنابراین این لایه نسبت به دو لایه‌ی دیگر از اهمیت بیشتری برخوردار است. مقادیر بازیافت برای لایه‌ی دوم و سوم در روش WAG ۲۴ ماهه با نسبت‌های ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ در جدول ۴-۱۴ داده شده است. با استفاده از سناریوهای نهم و هفتم به ترتیب، بهترین نرخ بازیافت در لایه‌ی دوم و لایه‌ی سوم به دست آمده است. نتایج شبیه سازی در شکل ۴-۲۶ آورده شده است.

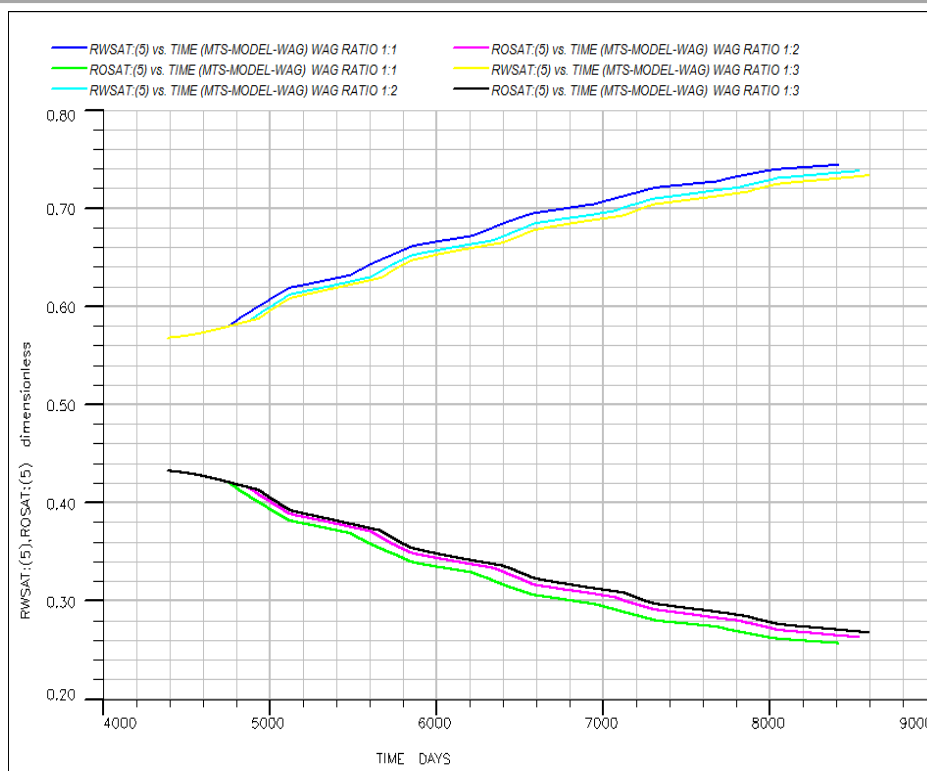
جدول ۴-۱۴. مقدار بازیافت نفت در لایه‌ی دوم و سوم در فرآیند WAG ۲۴ ماهه در سناریوی هفتم، هشتم و نهم

	سناریوی هفتم	سناریوی هشتم	سناریوی نهم
لایه دوم	8	9.1	9.66
لایه سوم	12.5	11.74	11.38



شکل ۴-۲۶. تغییرات بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در فرآیند WAG ۲۴ ماهه در سناریوهای هفتم، هشتم و نهم

بیشترین کاهش اشباع نفت در سناریوی هفتم با نسبت دوره ۱:۱ به دست آمده است که نشان می‌دهد بیشترین بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب با استفاده از نسبت ۱:۱ به دست آمده است و همچنین بیشترین افزایش اشباع آب در همین سناریو رخ داده است. شکل ۴-۲۷ تغییرات اشباع نفت و آب را در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در برابر زمان به مدت ده سال شبیه سازی برای سناریوهای هفتم، هشتم و نهم نشان می‌دهد.



شکل ۴-۲۷. تغییرات اشباع‌های نفت و آب در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در فرآیند WAG ۲۴ ماهه در سناریوهای هفتم، هشتم و نهم

۴-۷. تأثیر نرخ تزریق

در این بخش با تغییر نرخ‌های تزریق آب و گاز در یک دوره‌ی ثابت میزان نرخ بازیافت در نواحی و لایه‌های مورد نظر بررسی می‌شود. همانند سناریوی گذشته آب در قسمت‌های بالایی و گاز در قسمت‌های پایینی مخزن تزریق می‌شود و تأثیر نرخ تزریق در دوره‌ی ۱۸ ماه بررسی شده است. در این بخش نسبت دوره‌ی آب به گاز ۲:۱ انتخاب شده که آب به مدت ۶ ماه و گاز به مدت ۱ سال تزریق شده است و تنها تأثیر نسبت نرخ تزریق آب به گاز با نسبت‌های ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ بررسی شده است.

✓ سناریوی پنجم: نسبت نرخ تزریق آب به گاز ۱:۱

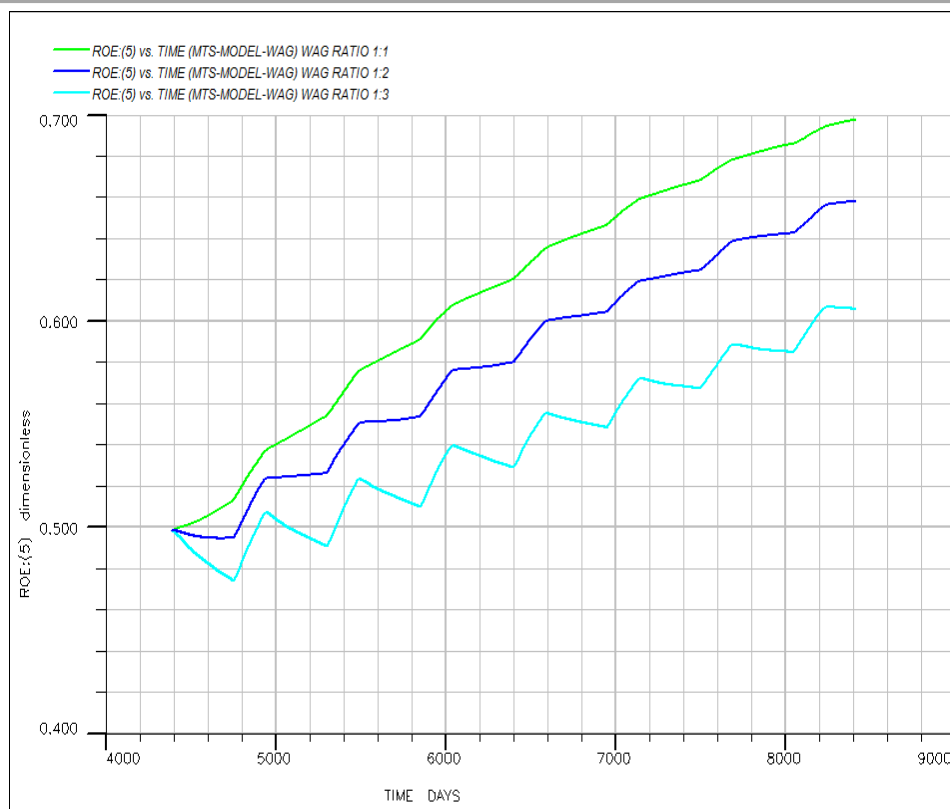
در این نسبت نرخ تزریق آب 3000 STB/Day و نرخ تزریق گاز 3000 MSCF/Day می‌باشد که میزان نرخ بازیافت در این حالت $18/78$ درصد می‌باشد. این سناریو همان سناریوی پنجم می‌باشد که در بخش‌های گذشته توضیح داده شده است.

✓ سناریوی دهم: نسبت نرخ تزریق آب به گاز ۲:۱

در سناریوی دهم نرخ تزریق آب 3000 STB/Day و نرخ تزریق گاز 6000 MSCF/Day به منظور شبیه‌سازی در نظر گرفته شده است. نتایج به دست آمده نشان می‌دهد میزان نرخ بازیافت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب با افزایش نرخ تزریق گاز کاهش می‌یابد، به طوری که این مقدار برابر با $14/45$ درصد می‌باشد.

✓ سناریوی یازدهم: نسبت نرخ تزریق آب به گاز ۳:۱

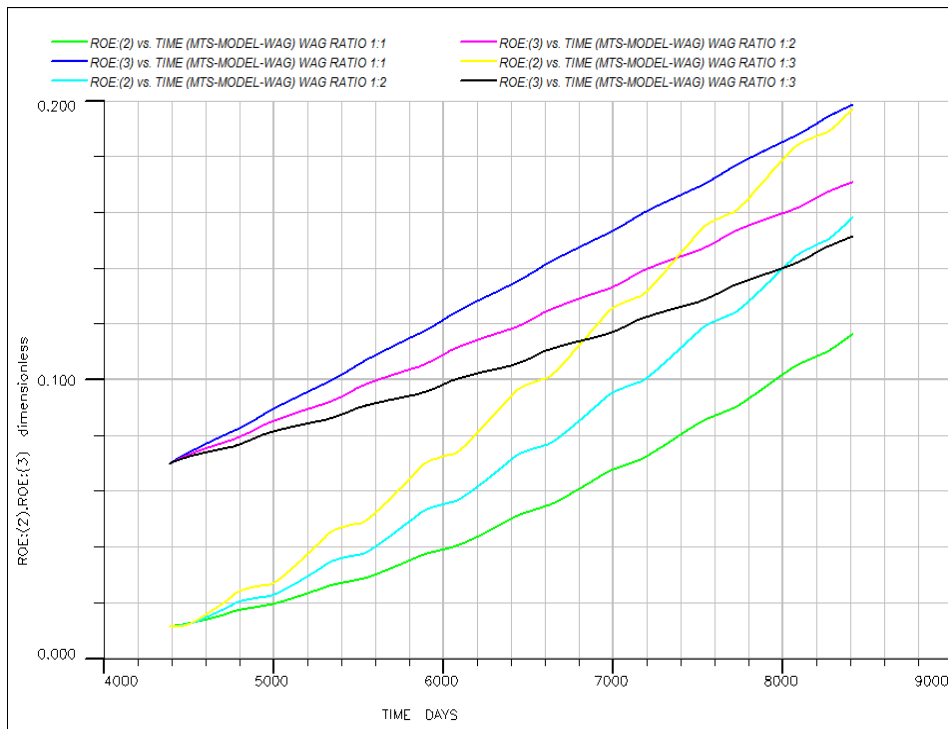
نسبت نرخ تزریق آب به گاز ۳:۱ در سناریوی یازدهم با تزریق آب 3000 STB/Day و تزریق گاز 9000 MSCF/Day شبیه‌سازی شد. نرخ بازیافت در این حالت برابر با $8/6$ درصد می‌باشد که با افزایش تزریق گاز کاهش چشمگیری را در بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب مشاهده می‌شود. شکل ۴-۲۸ مقادیر بازدهی در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب با در نظر گرفتن تأثیر دبی تزریقی برای آب و گاز آورده شده است. همان طور که در شکل ملاحظه می‌شود برای نسبت ۲:۱ مقدار تولید نفت در دوره‌های تزریق گاز تقریباً ثابت و برای نسبت ۳:۱ کاهش داشته است.



شکل ۴-۲۸. بازیافت نفت در ناحیه مورد تهاجم در فرآیند WAG ۱۸ ماهه با نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ با افزایش نرخ تزریق گاز میزان نرخ بازیافت در لایه‌ی سوم کاهش ولی این پارامتر در لایه‌ی دوم افزایش چشمگیری داشته است. نتایج به دست آمده از سناریوی با نسبت ۳:۱ و سناریوی با نسبت ۱:۱ بیشترین مقدار بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم را نشان می‌دهند. جدول زیر مقادیر بازیافت نفت در انتهای ۱۰ سال شبیه سازی با در نظر گرفتن تأثیر دبی تزریقی برای آب و گاز آورده شده است. شکل ۴-۲۹ تغییرات نرخ بازیافت در لایه‌های دوم و سوم را نشان می‌دهد.

جدول ۴-۱۵. مقادیر بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در روش WAG ۱۸ ماهه برای نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

	نسبت تزریق آب به گاز ۱:۱	نسبت تزریق آب به گاز ۲:۱	نسبت تزریق آب به گاز ۳:۱
لایه دوم	9.25	13.13	17.05
لایه سوم	11.69	9.09	7.12

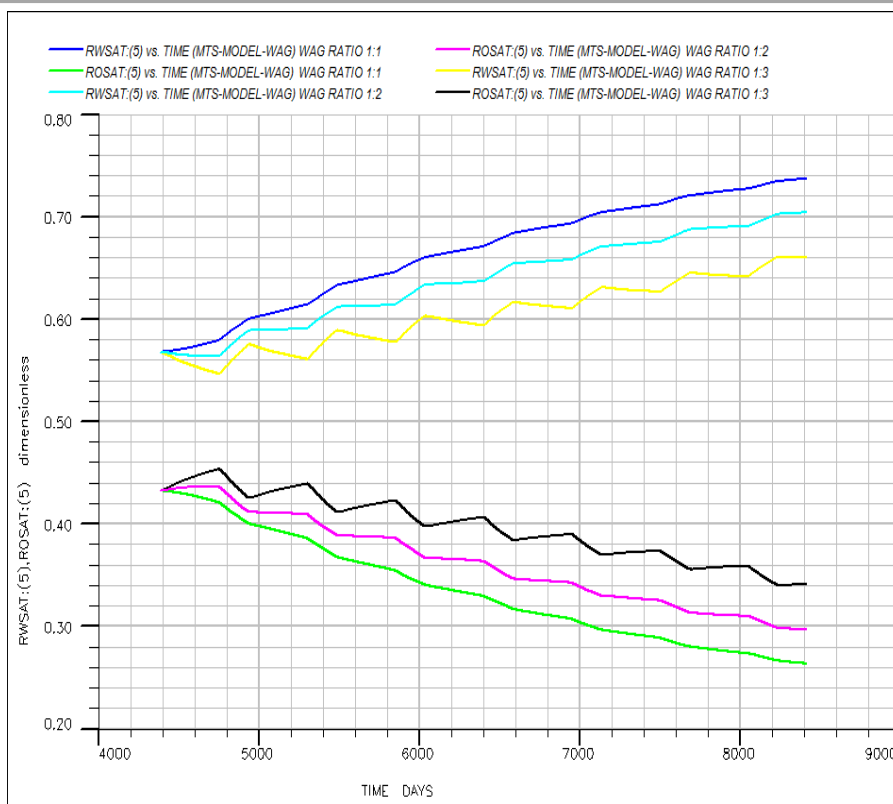


شکل ۴-۲۹. تغییرات بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در فرآیند WAG ۱۸ ماهه با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

مقدار بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب با افزایش دبی تزریق گاز کاهش می‌یابد به همین

دلیل کاهش کمتری در اشباع نفت به دست آمد. تغییرات اشباع نفت و آب در شکل زیر برای نسبت-

های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ آورده شده است.



شکل ۴-۳۰. تغییرات اشباع‌های نفت و آب در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در فرآیند WAG ۱۸ ماهه با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

۴-۸. تزریق همزمان آب و گاز

تزریق همزمان آب و گاز نوعی از روش تزریق متناوب آب و گاز می‌باشد، با این تفاوت که آب و گاز به طور همزمان در مشبک‌های چاه تزریق می‌شود. در این روش، تنها اثر نرخ‌های تزریق آب و گاز جهت بررسی میزان نفت تولیدی قابل بررسی است. به همین دلیل در این قسمت با تغییر نرخ‌های تزریقی، پارامتر نرخ بازیافت بررسی می‌شود.

در این روش تزریق متناوب آب و گاز در گریدهای ۸ تا ۱۸ آب و گاز به طور همزمان تزریق می‌شود. آب و گاز با نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ مطالعه شده است.

✓ سناریوی دوازدهم: تزریق هم‌زمان آب و گاز با نسبت تزریق ۱:۱

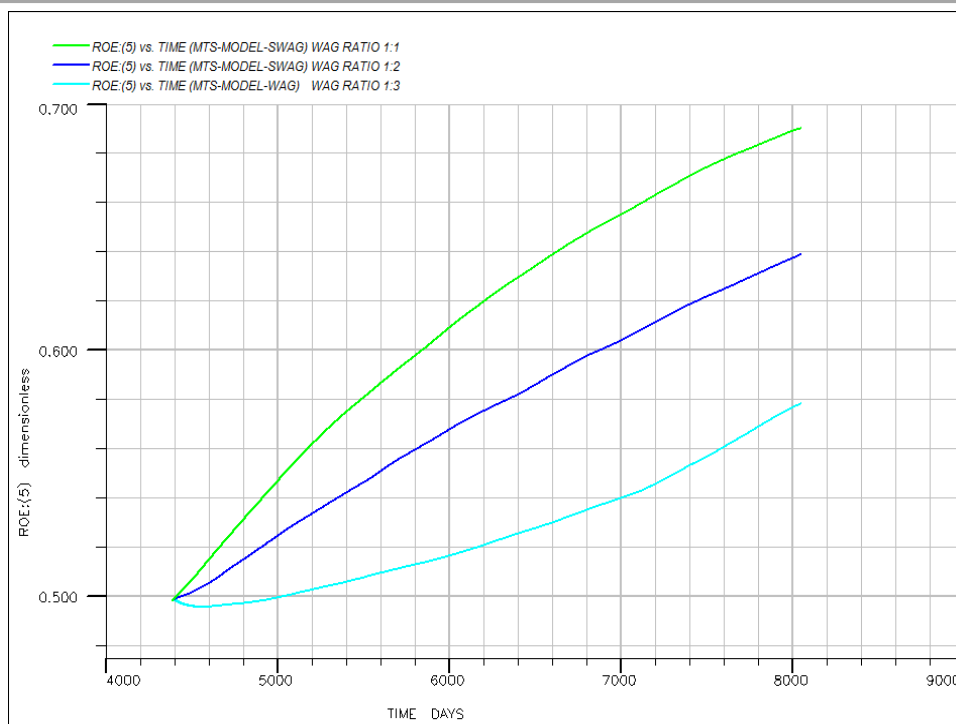
در این سناریو تزریق آب با نرخ ۳۰۰۰ STB/Day و گاز با نرخ ۳۰۰۰ MSCF/Day انجام شده است. مقدار نرخ بازیافت در ناحیه‌ی مورد تهاجم برابر با ۱۹/۱۸ درصد می‌باشد.

✓ سناریوی سیزدهم: تزریق هم‌زمان آب و گاز با نسبت تزریق ۲:۱

در سناریوی سیزدهم میزان گاز تزریقی دو برابر آب تزریقی می‌باشد. به طوری که گاز با نرخ ۱۴/۰۶ MSCF/Day و آب با نرخ ۳۰۰۰ STB/Day تزریق شد که نتیجه‌ی آن مقدار بازیافت ۱۴/۰۶ در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب می‌باشد.

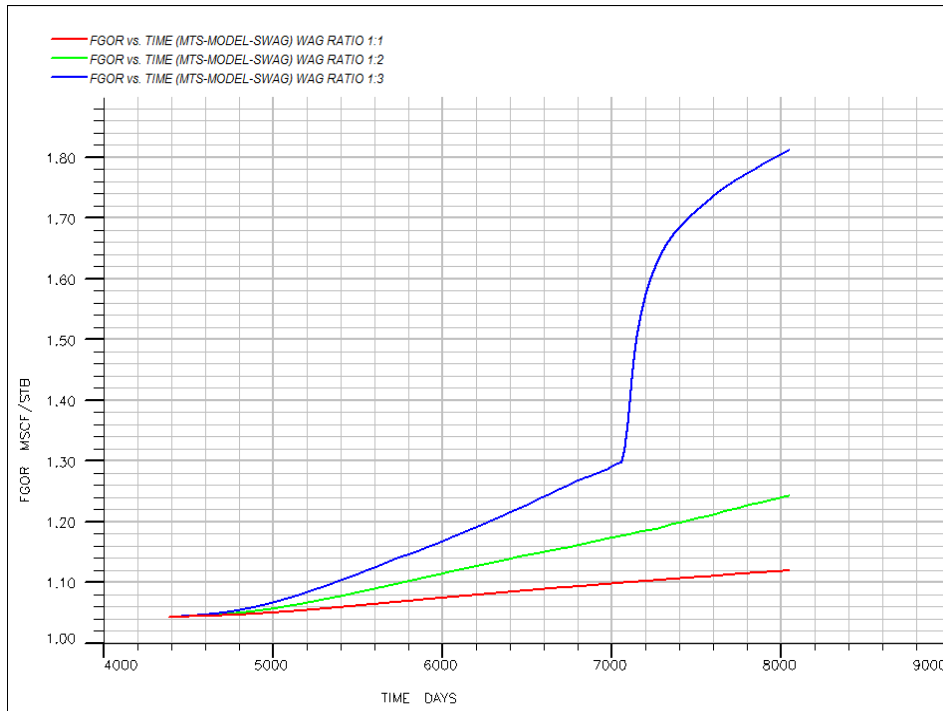
✓ سناریوی چهاردهم: تزریق هم‌زمان آب و گاز با نسبت تزریق ۳:۱

با تزریق گاز به اندازه‌ی ۹۰۰۰ MSCF/Day و ۳۰۰۰ STB/Day سناریوی چهاردهم به منظور به دست آوردن مقدار بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب شبیه‌سازی شده است. مقدار درصد بازیافت در ناحیه مورد بررسی برابر با ۸/۰۱ می‌باشد. شکل ۴-۳۱ تغییرات درصد تولید نفت را در ناحیه‌ی مورد تهاجم برای سه سناریوی با نسبت ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ نشان می‌دهد.



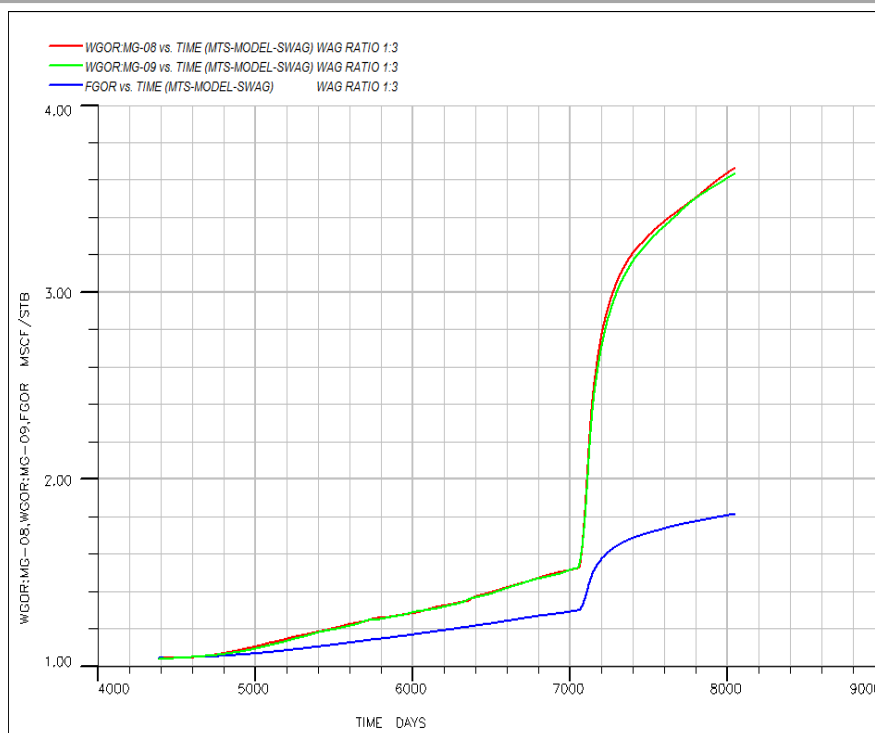
شکل ۴-۳۱. بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم در فرآیند SWAG با نسبت‌های ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

با افزایش نرخ تزریق گاز از ۳۰۰۰ STB/Day به ۹۰۰۰ MSCF/Day میزان نسبت گاز به نفت افزایش می‌یابد که در شکل ۴-۳۲ آورده شده است. نسبت گاز به نفت مخزن در نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ به ترتیب برابر با ۱/۱۱ MSCF/Day، ۱/۲۴ MSCF/Day و ۱/۸۱ MSCF/Day می‌باشند. همان‌طور که دیده می‌شود در سناریوی چهاردهم GOR مخزن در روز ۷۰۵۵ (سال هشتم شبیه‌سازی) به صورت ناگهانی افزایش می‌یابد.



شکل ۴-۳۲. تغییرات نسبت گاز به نفت در روش SWAG با نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

با بررسی نسبت گاز به نفت تولیدی در چاه‌های نزدیک به چاه‌های تزریقی مشاهده می‌شود که این نسبت در چاه‌های MG-08 و MG-09 افزایش ناگهانی داشته است که به تولید گاز در مخزن می‌باشد. با افزایش گاز تزریقی به دلیل وجود شکاف‌ها و نیروی ثقلی گاز به ناحیه‌ی بالایی مخزن حرکت می‌کند و حجم ناحیه‌ی کلاhek گازی افزایش می‌یابد به طوری که مقدار اشباع گاز در اطراف چاه‌های MG-08 و MG-09 افزایش می‌یابد که باعث تولید گاز می‌شود. شکل ۴-۳۳ نسبت گاز به نفت مخزن و تولیدی را برای چاه‌های MG-08 و MG-09 با نسبت تزریق ۳:۱ نشان می‌دهد.

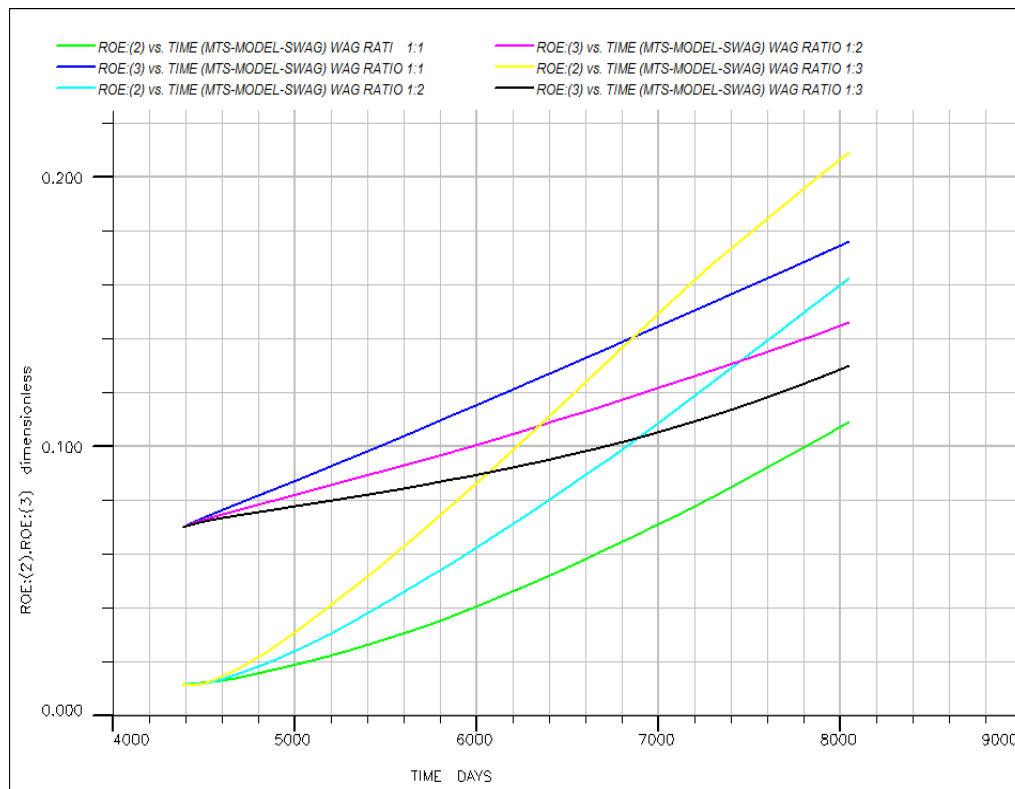


شکل ۴-۳۳. نسبت گاز به نفت مخزن و گاز به نفت تولیدی چاه‌های MG-08 و MG-09 در روش SWAG با نسبت ۳:۱

با مقایسه سه سناریوی دوازدهم، سیزدهم و چهاردهم با نسبت‌های ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ در لایه دوم بیشترین بهره‌دهی در سناریوی پانزدهم با نسبت ۳:۱ به دست آمد به طوری که با افزایش مقدار گاز تزریقی بهره‌دهی افزایش می‌یابد. برخلاف لایه دوم، با افزایش مقدار گاز تزریقی نرخ بهره‌دهی در لایه‌ی سوم کاهش می‌یابد چنانکه بازدهی در نسبت ۱:۱ بالاترین مقدار خود را دارد. جدول ۴-۱۶ و شکل ۴-۳۴ مقدار و تغییرات بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم را در روش SWAG برای سناریوهای دوازدهم، سیزدهم و چهاردهم نشان می‌دهند.

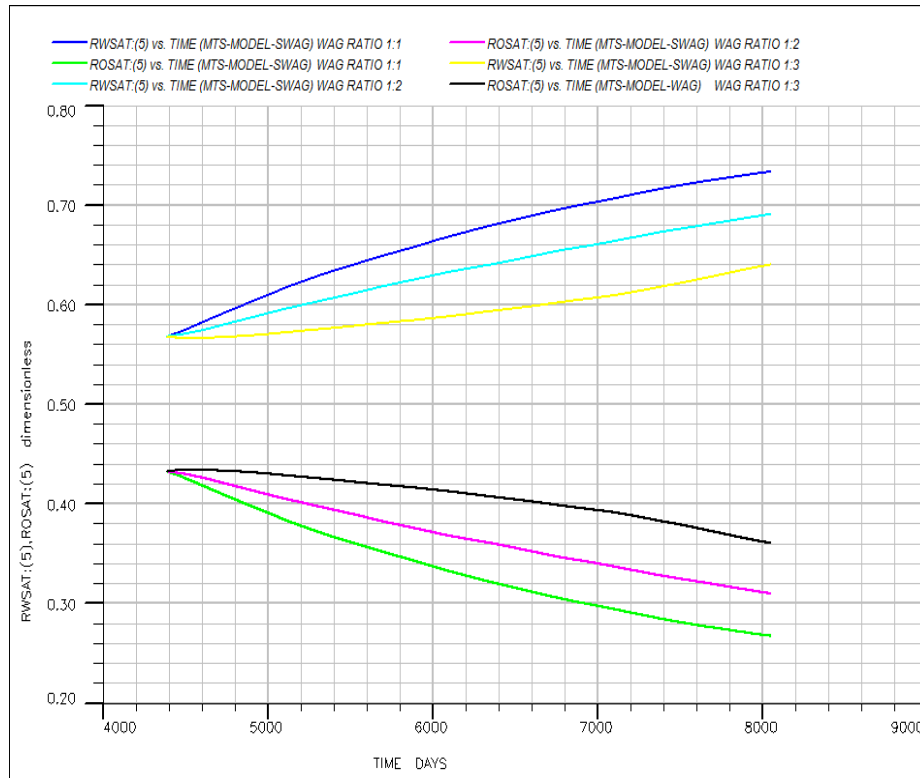
جدول ۴-۱۶. مقادیر بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در روش SWAG با نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

	نسبت تزریق آب به گاز ۱:۱	نسبت تزریق آب به گاز ۲:۱	نسبت تزریق آب به گاز ۳:۱
لایه دوم	9.76	15.09	19.76
لایه سوم	10.62	7.62	6



شکل ۴-۳۴. تغییرات بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در فرآیند SWAG با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

همان طور که گفته شد با افزایش دبی تزریق گاز مقدار تولید نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب کاهش می‌یابد. شکل ۴-۳۵ تغییرات اشباع نفت و آب را در ناحیه‌ی مورد تهاجم را برای سناریوهای دوازدهم، سیزدهم و چهاردهم نشان می‌دهد. مقدار اشباع آب در سناریوی چهاردهم نسبت به دو سناریوی دیگر کمتر افزایش داشته است که به همین دلیل بازیافت نفت کمتری در ناحیه‌ی مورد بررسی به دست آمده است.



شکل ۴-۳۵. تغییرات اشباع‌های نفت و آب در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در فرآیند SWAG با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

۴-۹. تزریق هم‌زمان و انتخابی آب و گاز

تزریق هم‌زمان و انتخابی بدین صورت می‌باشد که آب و گاز در مشبک‌های خاصی از چاه تزریق می‌شوند. در این روش، آب در گریدهای ۸ تا ۱۱ و گاز در گریدهای ۱۲ تا ۱۸ تزریق شده است. این روش به دلیل اختلاف نیروی ثقلی آب و گاز استفاده شده است. همانند روش تزریق هم‌زمان آب و گاز در این بخش نیز سه نسبت تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ بررسی شده است. در ادامه نتایج به دست آمده از شبیه‌سازی آورده شده است.

✓ سناریوی پانزدهم: تزریق هم‌زمان و انتخابی آب و گاز با نسبت تزریق ۱:۱

یکی از اهداف تزریق SSWAG علاوه بر بالا بردن بازدهی جابجایی، افزایش تولید نفت به دلیل بازدهی میکروسکوپی^۱ هم می‌باشد. نرخ بهره‌دهی در سناریوی پانزدهم که نسبت تزریق ۱:۱ می‌باشد برابر با ۱۹/۱۸ درصد می‌باشد. در این حالت آب به مقدار ۳۰۰۰ STB/Day و گاز به مقدار ۳۰۰۰ MSCF/Day تزریق شده است.

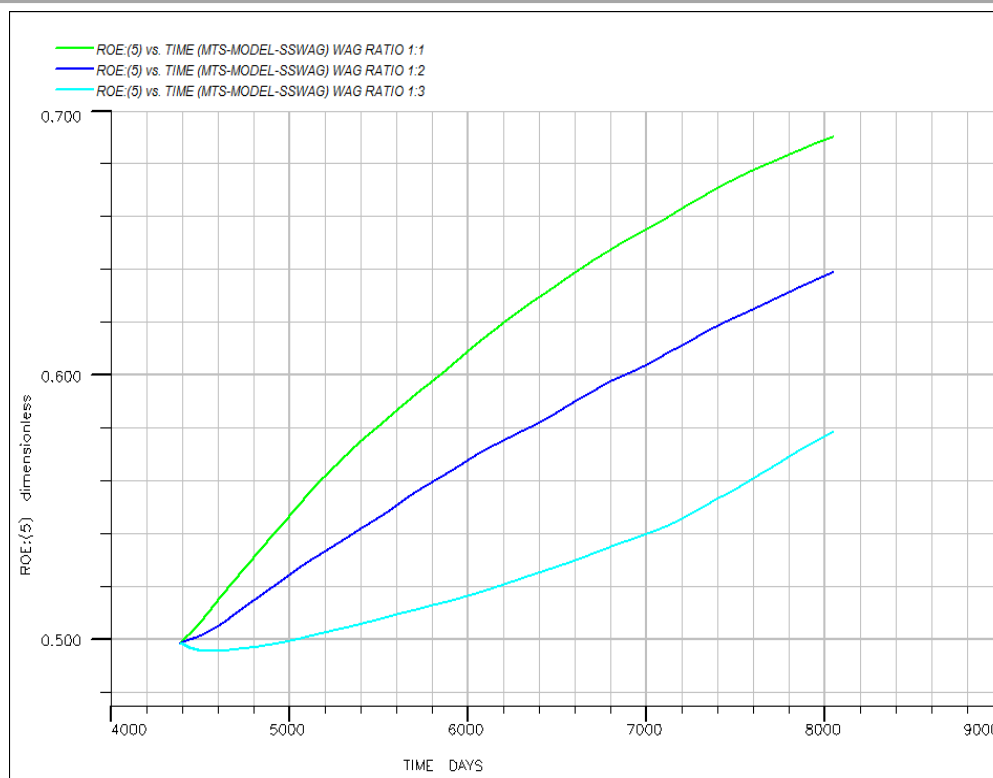
✓ سناریوی شانزدهم: تزریق هم‌زمان و انتخابی آب و گاز با نسبت تزریق ۲:۱

در سناریوی شانزدهم با نسبت ۲:۱، آب به مقدار ۳۰۰۰ STB/Day و گاز به مقدار ۶۰۰۰ MSCF/Day تزریق شده است. اندازه بهره‌دهی در ناحیه مورد تهاجم برابر ۱۴/۰۷ درصد می‌باشد.

✓ سناریوی هفدهم: تزریق هم‌زمان و انتخابی آب و گاز با نسبت تزریق ۳:۱

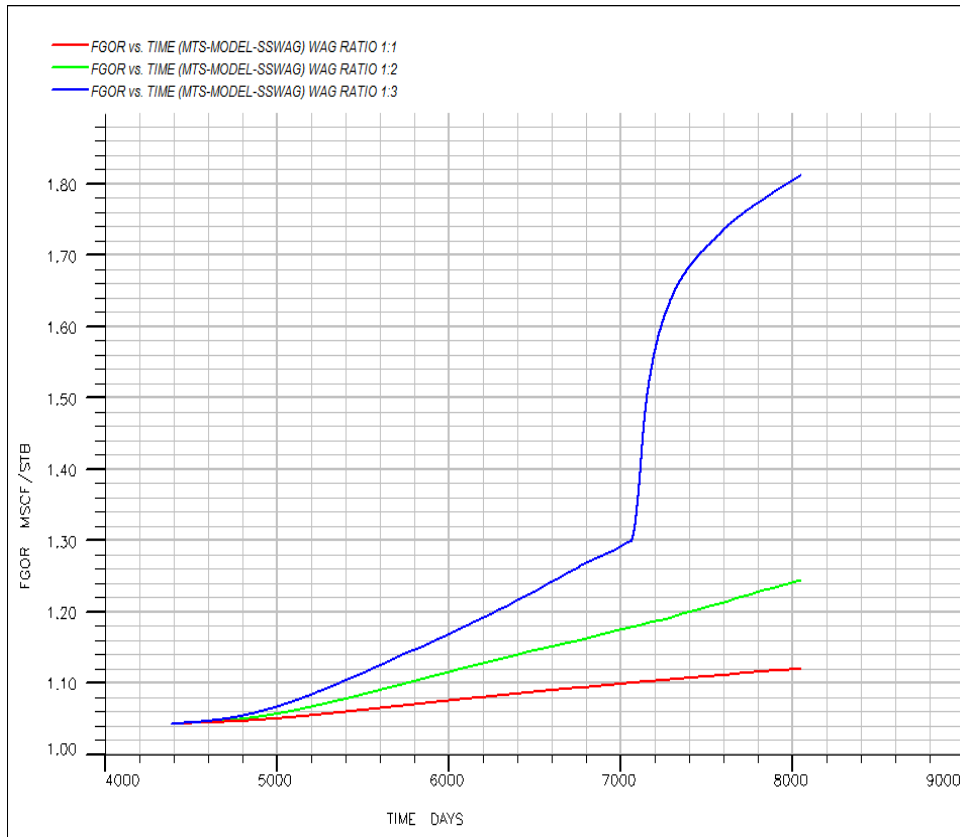
در سناریو هفدهم با در نظر گرفتن نسبت ۳:۱ که آب به مقدار ۳۰۰۰ STB/Day و ۹۰۰۰ MSCF/Day تزریق شده است که درصد بازیافت نفت در ناحیه مورد تهاجم آب برابر با ۸/۰۲ می‌باشد. شکل ۴-۳۶ مقدار بهره‌دهی در ناحیه مورد تهاجم آب را برای روش SSWAG با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ نشان می‌دهد.

¹ Microscopic Efficiency



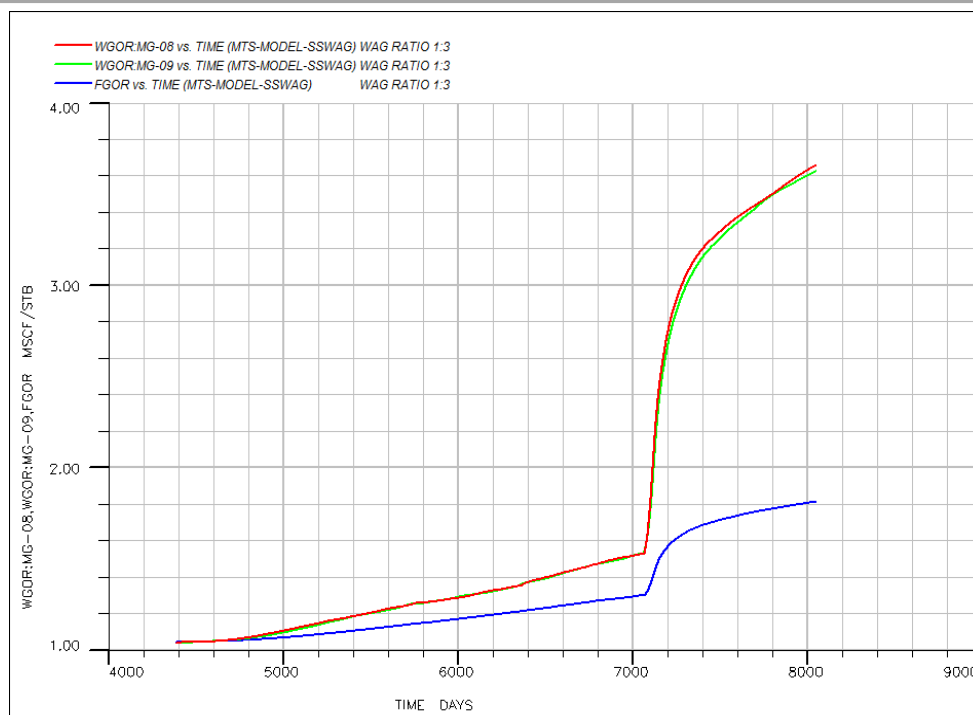
شکل ۴-۳۶. بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم در فرآیند SSWAG با نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ با افزایش میزان تزریق گاز، مقدار گاز به نفت در مخزن افزایش می‌یابد. همانند روش تزریق هم‌زمان آب و گاز در نسبت ۳:۱ در این روش نیز با افزایش نرخ تزریق، گاز به دلیل نیروی ثقلی و بالا بودن نسبت تراوایی عمودی به افقی به سمت ناحیه‌ی کلاهدک گازی حرکت می‌کند. مقادیر نسبت گاز به نفت مخزن با به کار بردن روش SSWAG برای نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ به ترتیب برابر ۱/۱۲ MSCF/Day، ۱/۲۴ MSCF/Day و ۱/۸۱ MSCF/Day می‌باشند.

همان طور که در شکل ۴-۳۷ مشاهده می‌شود نسبت گاز به نفت مخزن در روز ۷۰۶۱ (سال هشتم شبیه‌سازی) به صورت ناگهانی بالا می‌رود که با بررسی نسبت گاز به نفت تولیدی، چاه‌های MG-08 و MG-09 به تولید گاز با نرخ بالا به صورت ناگهانی رسیده‌اند.



شکل ۴-۳۷. تغییرات نسبت گاز به نفت در روش SSWAG با نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

در شکل ۴-۳۸ افزایش ناگهانی نسبت گاز به نفت تولیدی مشاهده می‌شود که این نسبت برای چاه‌های MG-08 و MG-09 به ترتیب برابر $3/65$ MSCF/Day و $3/62$ MSCF/Day می‌باشند. این حالت به دلیل بالا بودن تحرک پذیری گاز نسبت به آب اتفاق افتاده است.



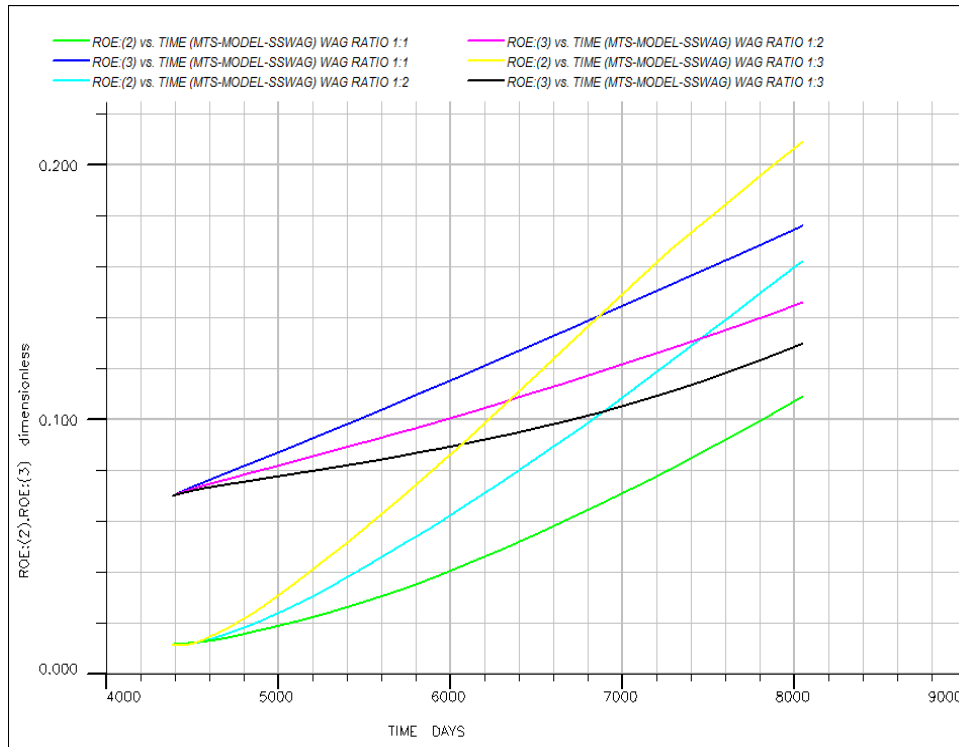
شکل ۴-۳۸. نسبت گاز به نفت مخزن و گاز به نفت تولیدی چاه‌های MG-08 و MG-09 در روش SSWAG با نسبت ۳:۱

نتایج به دست آمده از سناریوهای هفدهم و پانزدهم به ترتیب نشان می‌دهند که بیشترین نرخ بازدهی در لایه‌های دوم و سوم به دست آمده است. در جدول ۴-۱۷ و شکل ۴-۳۹ مقادیر و تغییرات بازدهی در سناریوهای با نسبت ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ آورده شده است.

مقایسه نتایج روش‌های SWAG و SSWAG با نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱ نشان می‌دهند که تفاوت بسیار کم در مقدار تولید نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب و لایه‌های دوم و سوم وجود دارد.

جدول ۴-۱۷. مقادیر بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در روش SSWAG با نسبت‌های تزریق ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

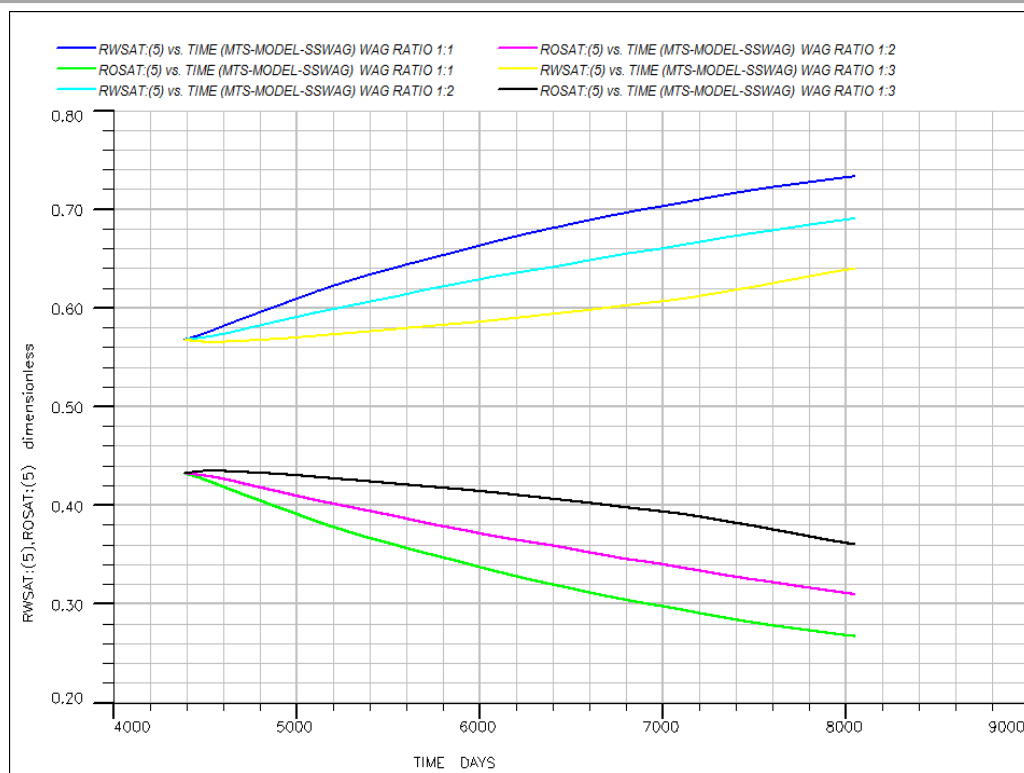
	نسبت تزریق آب به گاز ۱:۱	نسبت تزریق آب به گاز ۲:۱	نسبت تزریق آب به گاز ۳:۱
لایه دوم	9.76	15.08	19.76
لایه سوم	10.63	7.62	6



شکل ۴-۳۹. تغییرات بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم در فرآیند SSWAG با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

با افزایش نرخ تزریق گاز به مقدار ۹۰۰۰ MSCF/Day در نسبت ۳:۱ فشار بالا می‌رود که مانع از ورود آب ناحیه‌ی آبد به ناحیه‌ی مورد تهاجم آب می‌شود. به همین دلیل مکانیزم تولید نفت به علت ورود آب کاهش می‌یابد.

شکل ۴-۴۰. تغییرات اشباع نفت و آب را در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب را نشان می‌دهد به طوری که با افزایش نرخ تزریق گاز مقدار اشباع آب در این ناحیه کاهش می‌یابد.



شکل ۴-۴۰. تغییرات اشباع‌های نفت و آب در ناحیه‌ی مورد هجوم آب در فرآیند SSWAG با نسبت‌های تزریق آب به گاز ۱:۱، ۲:۱ و ۳:۱

۴-۱۰. تزریق کف

کف توسط مکانیزم‌های متفاوتی سبب افزایش تولید در مخازن نفتی می‌شود. از جمله این مکانیزم‌ها کاهش تحرک پذیری گاز، تأخیر در نقطه‌ی شکست گاز تزریق شده و تولید گاز در کلاهک گازی می‌باشد. گاهی در کف تزریقی مقداری سورفکتانت موجود است که باعث توزیع پایدار حباب‌های گاز در مایع می‌شود. توجه شود که تأثیر کف روی نیروی سطحی بین آب و نفت تقریباً ناچیز است. در نرم‌افزار Eclipse وارد کردن مدل کف تزریقی به صورت جزئی غیرممکن می‌باشد و این مدل بیشتر در نواحی گازی کاربرد دارد. در این بخش تأثیر نرخ تزریق و غلظت کف تزریقی در ناحیه مورد تهاجم آب بررسی شده است.

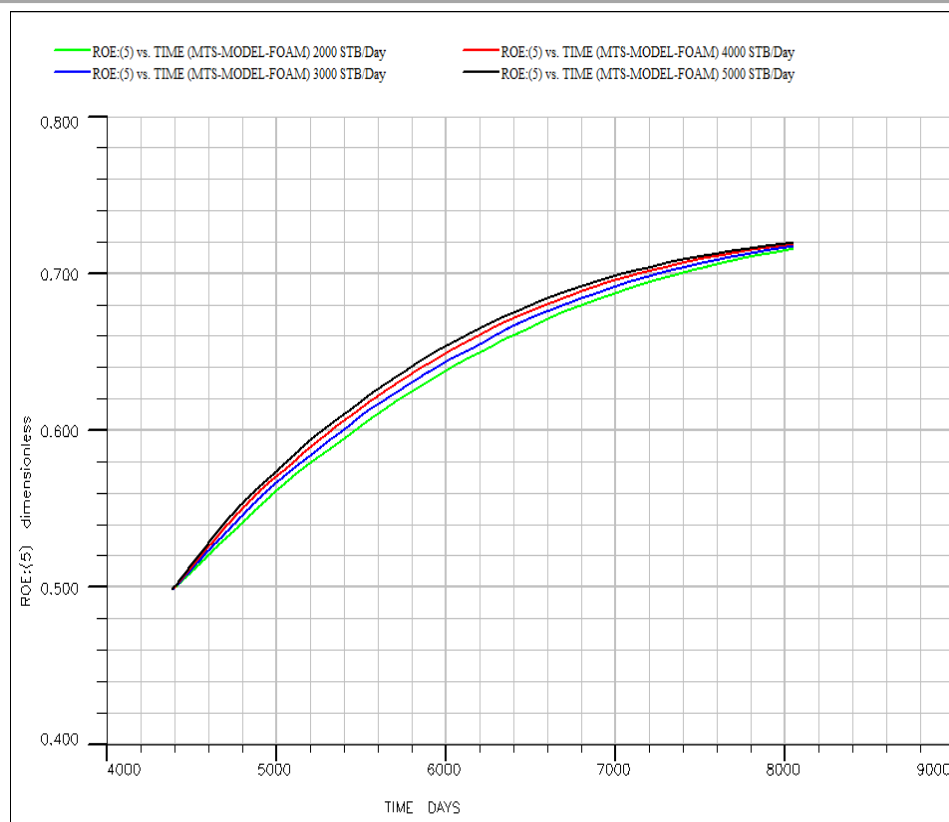
۴-۱۰-۱. نرخ تزریق کف

تزریق کف با نرخ‌های تزریق ۲۰۰۰ STB/Day، ۳۰۰۰ STB/Day، ۴۰۰۰ STB/Day و ۵۰۰۰ STB/Day در ناحیه مورد تهاجم آب بررسی شد. میزان غلظت کف تزریقی در تمامی موارد برابر با ۱/۱lb/STB می‌باشد. در مدل کردن فوم، مقدار غلظت کف تزریقی توسط فاز آب حمل می‌شود و همچنین از مدل Functional استفاده شده است.

همانطور که گفته شد، استفاده از کف بیشتر در نواحی گازی کاربرد دارد. در مدل Functional کاهش تحرک پذیری گاز، تابعی از تحرک پذیری میناء، غلظت سورفکتانت، اشباع آب، اشباع نفت و عدد موئینه می‌باشد. جدول ۴-۱۸ و شکل ۴-۴۱ مقدار نرخ بازیافت را برای چهار حالت مختلف نشان می‌دهد.

جدول ۴-۱۸. نرخ بازیافت متناسب با نرخ تزریق

نرخ تزریق STB/day	نرخ بازیافت
۲۰۰۰	۲۱.۷۱
۳۰۰۰	۲۱.۸۷
۴۰۰۰	۲۲
۵۰۰۰	۲۲.۱

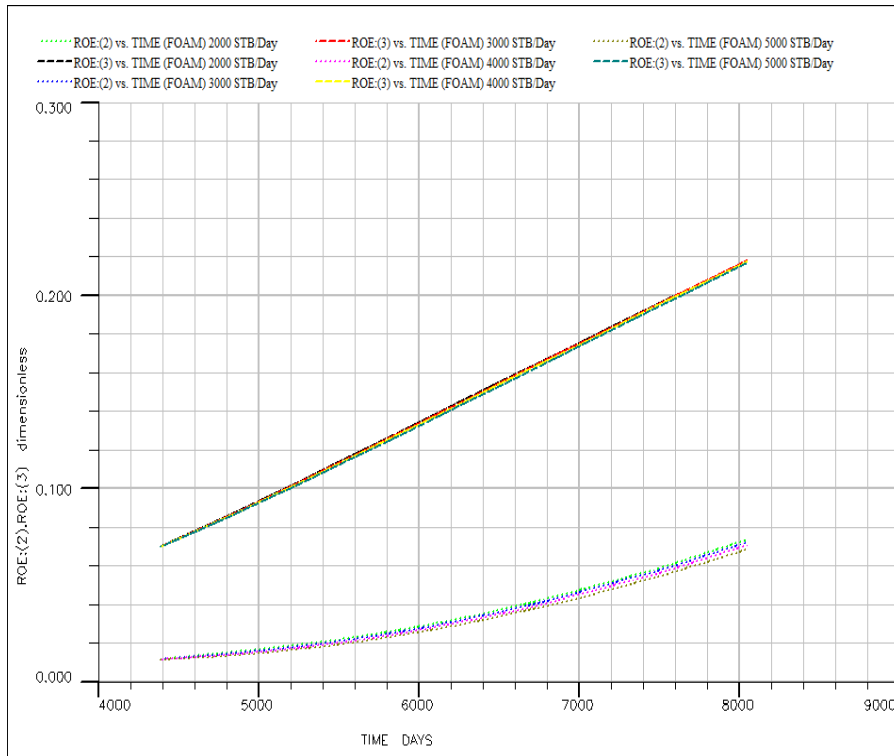


شکل ۴-۴۱. تأثیر نرخ تزریق کف بر روی بازیافت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب

با افزایش نرخ تزریق از ۲۰۰۰ STB/Day به ۵۰۰۰ STB/Day میزان نرخ برداشت در لایه‌ی دوم کاهش و در لایه‌ی سوم تقریباً ثابت باقی می‌ماند. جدول ۴-۱۹ و شکل ۴-۴۲ مقدار و تأثیر نرخ تزریق را در لایه‌های دوم و سوم نشان می‌دهد.

جدول ۴-۱۹. تأثیر نرخ تزریق کف بر روی بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم

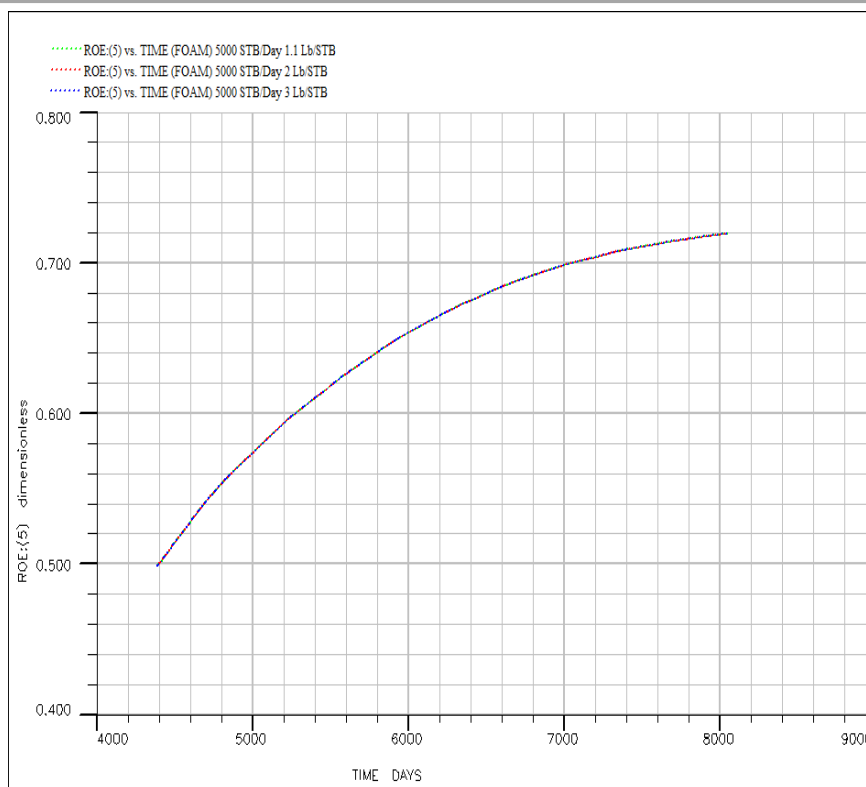
	نرخ تزریق 2000STB/Day	نرخ تزریق 3000STB/Day	نرخ تزریق 4000STB/Day	نرخ تزریق 5000STB/Day
لایه دوم	6.25	6.09	5.93	5.71
لایه سوم	14.84	14.84	14.77	14.71



شکل ۴-۴۲. تأثیر نرخ تزریق کف بر روی پارامتر بازیافت در لایه‌ی دوم و سوم

۴-۱۰-۲. تأثیر غلظت تزریق

در این بخش با ثابت در نظر گرفتن نرخ تزریق کف به مقدار ۵۰۰۰ STB/Day تأثیر غلظت‌های کف بر روی بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب بررسی شده است. غلظت‌های ۱/۱ lb/STB، ۲ lb/STB و ۳ lb/STB مورد استفاده قرار گرفته است. همان طور که در شکل ۴-۴۳ مشاهده می‌شود تغییرات غلظت کف در سیال تزریقی تأثیری در میزان نرخ بازیافت ندارد. در شکل زیر سه نمودار با غلظت‌های مختلف بر روی هم منطبق شده‌اند که در زیر مشاهده می‌شود.



شکل ۴-۴۳. تأثیر غلظت کف تزریقی بر روی بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب

با تغییر پارامترهای کیفی کف مانند کاهش تحرک پذیری گاز به دلایل عدد موئینه، اشباع آب، اشباع نفت و سورفکتانت موجود در کف تغییری در بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم و لایه‌های دوم و سوم مشاهده نشده است.

۴-۱۱. تزریق سورفکتانت - پلیمر

در بیشتر میادین معمولاً روش‌های ثانویه مورد استفاده قرار گرفته‌اند. به عنوان مثال روش سیلابزنی توسط آب بین ۱ تا ۴۰ درصد توانایی در تولید نفت دارد. از آنجائی که در این روش مقدار نفت باقیمانده و نفتی که در تماس با نفت قرار نمی‌گیرد، تقریباً زیاد است استفاده از روش‌های ثالثیه از جمله تزریق سورفکتانت اجتناب ناپذیر است. از دیگر روش‌هایی که همواره بعد از تزریق سورفکتانت به کار می‌رود استفاده از پلیمر می‌باشد.

به منظور کاهش تحرک پذیری آب، جلوگیری از پدیده انگشتی شدن^۱ و همچنین جاروب زنی با راندمان بالا در لایه‌های نفت از پلیمرها استفاده می‌کنند. در این پروژه از روش تزریق سورفکتانت- پلیمر به منظور بررسی پارامترهای مختلف در نواحی مورد نظر استفاده شده است. از جمله پارامترهای مؤثر در تزریق سورفکتانت و پلیمر، میزان کاهش نیروی بین‌سطحی توسط سورفکتانت، گرانیوی سورفکتانت و پلیمر، جذب سورفکتانت و پلیمر توسط سنگ، چگالی سنگ و غیره نام برد. با تزریق ۵ سال سورفکتانت و ۵ سال پلیمر در گریدهای ۸ تا ۱۸ به بررسی میزان برداشت نفت تحت شرایط متفاوت پرداخته می‌شود.

۴-۱۱-۱. تأثیر نرخ تزریق

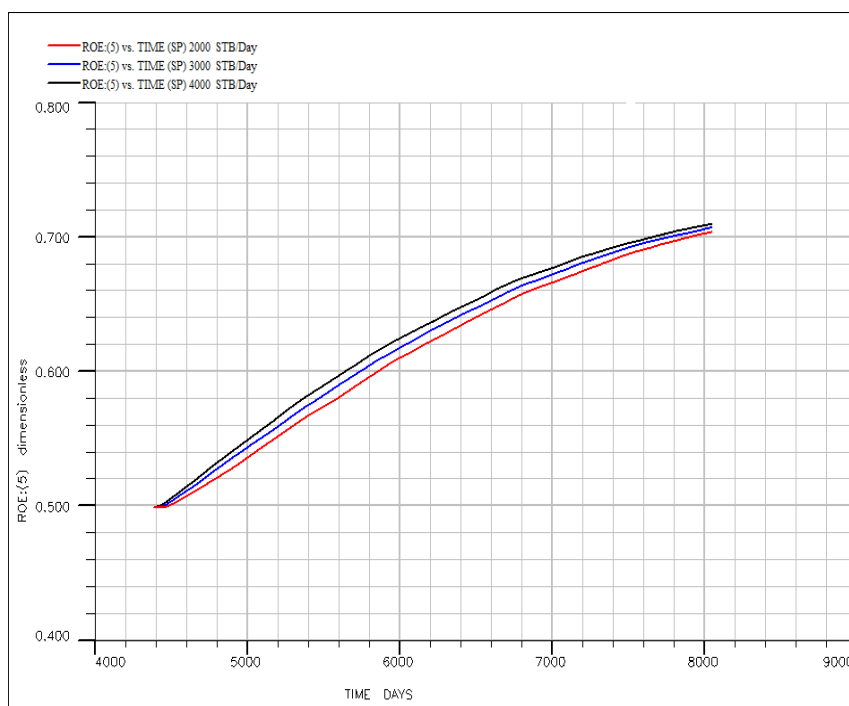
با تزریق سورفکتانت و پلیمر در سه مرحله متفاوت با نرخ‌های STB/Day ۲۰۰۰، STB/Day ۳۰۰۰ و STB/Day ۴۰۰۰ میزان بازدهی در ناحیه مورد تهاجم بررسی شده است. تعداد و موقعیت چاه‌ها مانند روش‌های WAG و FOAM انتخاب شده است. مقدار غلظت سورفکتانت و پلیمر در تمامی این سه مرحله برابر با ۵ lb/STB می‌باشد. درصد بازیافت در ناحیه مورد تهاجم توسط سورفکتانت-پلیمر با نرخ‌های متفاوت در جدول ۴-۲۰ آورده شده است.

جدول ۴-۲۰. نرخ بازیافت در برابر نرخ تزریق سورفکتانت-پلیمر

نرخ تزریق STB/day	نرخ بازیافت
2000	20.52
3000	20.87
4000	21.10

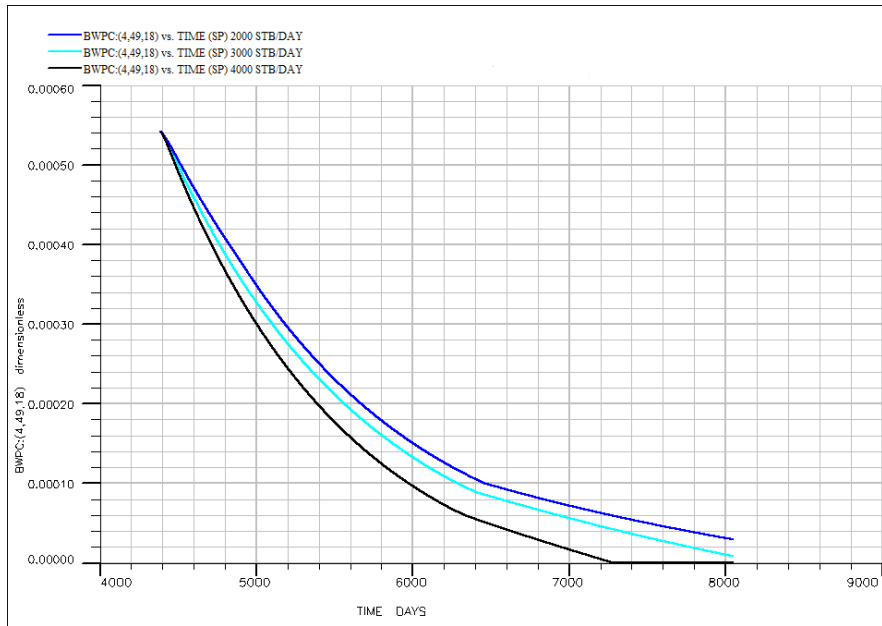
¹ Viscous Fingering

نمودار نرخ‌های تزریق ۲۰۰۰ STB/Day، ۳۰۰۰ STB/Day و ۴۰۰۰ STB/Day در شکل ۴-۴ آورده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش نرخ تزریق مقدار بهره‌دهی در ناحیه مورد تهاجم افزایش می‌یابد.



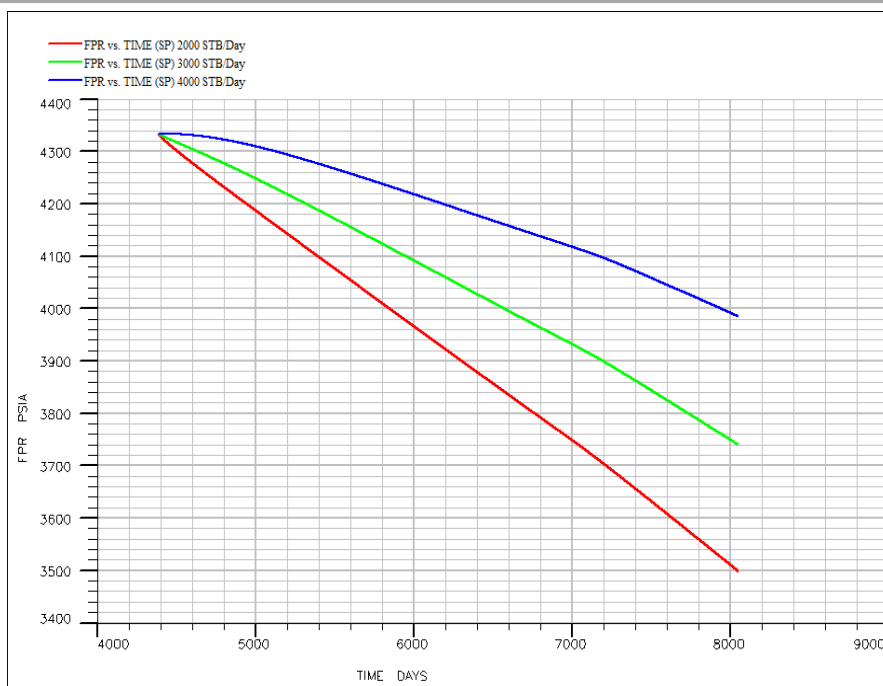
شکل ۴-۴. تأثیر نرخ تزریق سورفکتانت-پلیمر بر روی بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب

با افزایش نرخ تزریق مقدار فشار موئینه در ماتریس کاهش می‌یابد. شکل ۴-۴۵ مقادیر فشار موئینه را برای نرخ‌های تزریق ۲۰۰۰ STB/Day، ۳۰۰۰ STB/Day و ۴۰۰۰ STB/Day در یکی از ماتریس‌های ناحیه‌ی مورد تهاجم آب به صورت انتخابی نشان می‌دهد.



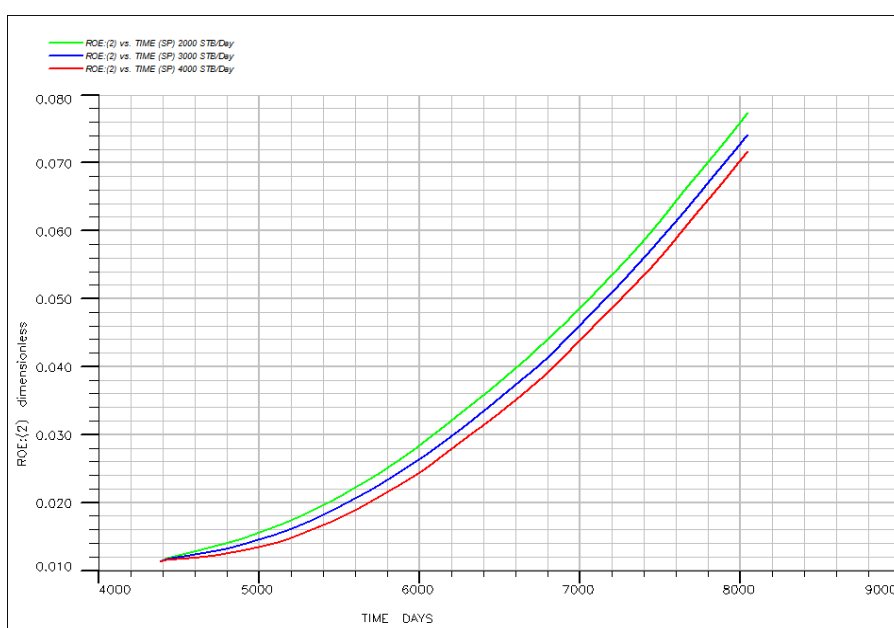
شکل ۴-۴۵. تأثیر نرخ تزریق بر روی جذب سورفکتانت-پلیمر توسط سنگ در بلوک (۱۸،۴۹،۴)

با تغییر سه نرخ تزریق متفاوت در گریدهای ۸ تا ۱۸ میزان فشار مخزن بسته به مقدار تزریق تغییر خواهد کرد. در این روش مقدار فشار مخزن توسط دو نرخ تزریق ۳۰۰۰ STB/Day و ۲۰۰۰ STB/Day در بالای نقطه اشباع نگه داشته شده است ولی در نرخ تزریق ۴۰۰۰ STB/Day فشار مخزن به زیر نقطه‌ی حباب رسیده است. کاهش فشار مخزن توسط سه نرخ تزریق متفاوت در شکل ۴-۴۶ رسم شده است.

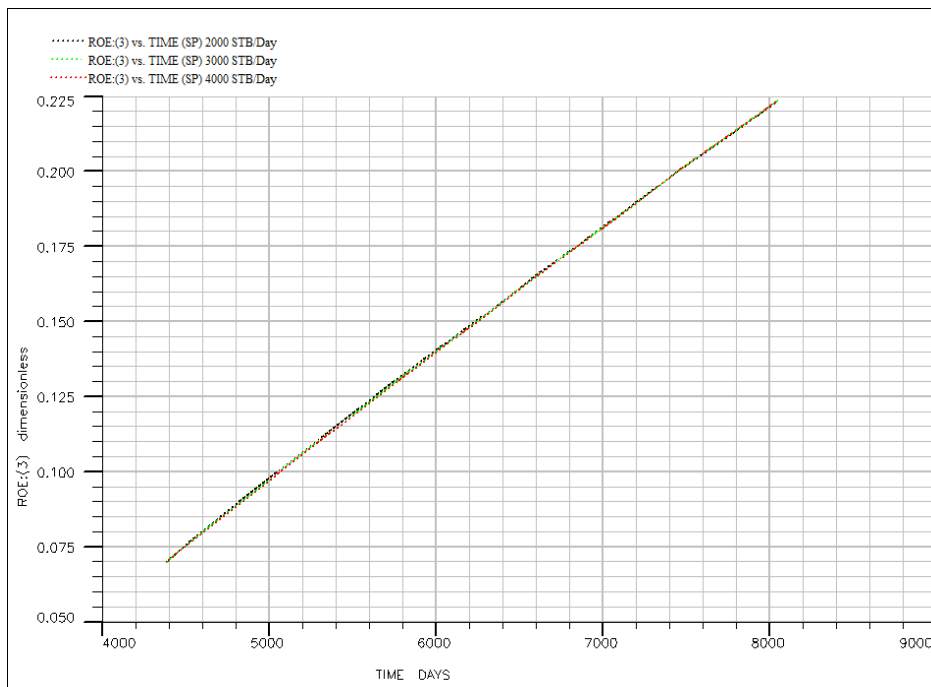


شکل ۴-۴۶. تأثیر نرخ تزریق سورفکتانت-پلیمر بر روی فشار مخزن در نرخ‌های تزریق متفاوت

بازیافت نفت در لایه‌ی دوم و سوم با نرخ‌های متفاوت و غلظت ثابت از نتایج شبیه‌سازی شده به دست آمد. مقدار بازدهی در لایه‌ی دوم با افزایش نرخ تزریق کاهش می‌یابد ولی در لایه سوم با افزایش تزریق ثابت می‌ماند. در شکل‌های ۴-۴۷ و ۴-۴۸ نرخ بازیافت را در لایه‌های دوم و سوم نشان می‌دهند.

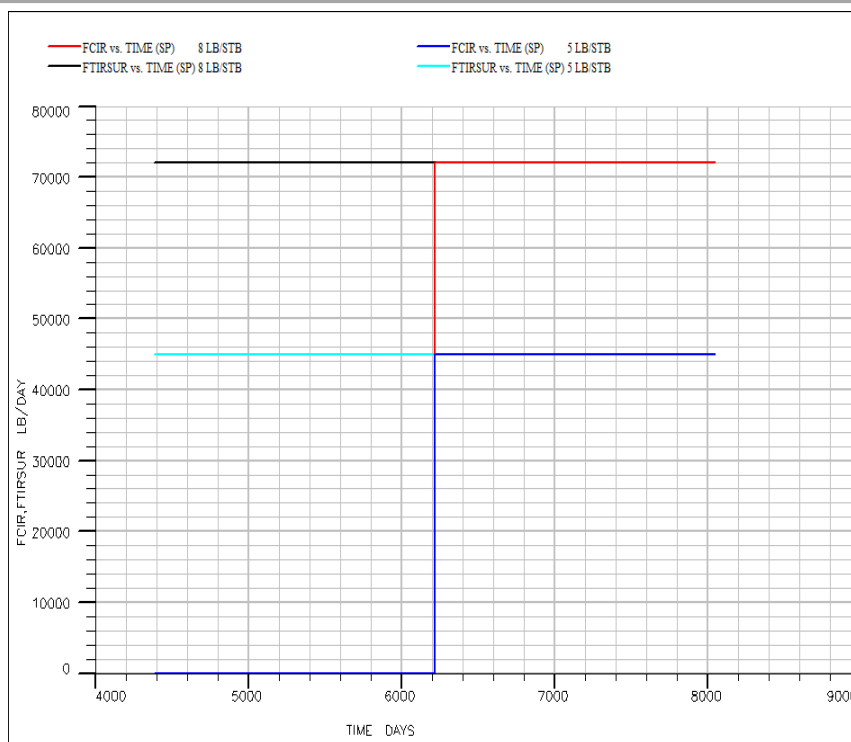


شکل ۴-۴۷. تأثیر نرخ تزریق سورفکتانت-پلیمر بر روی بازیافت در لایه‌ی دوم



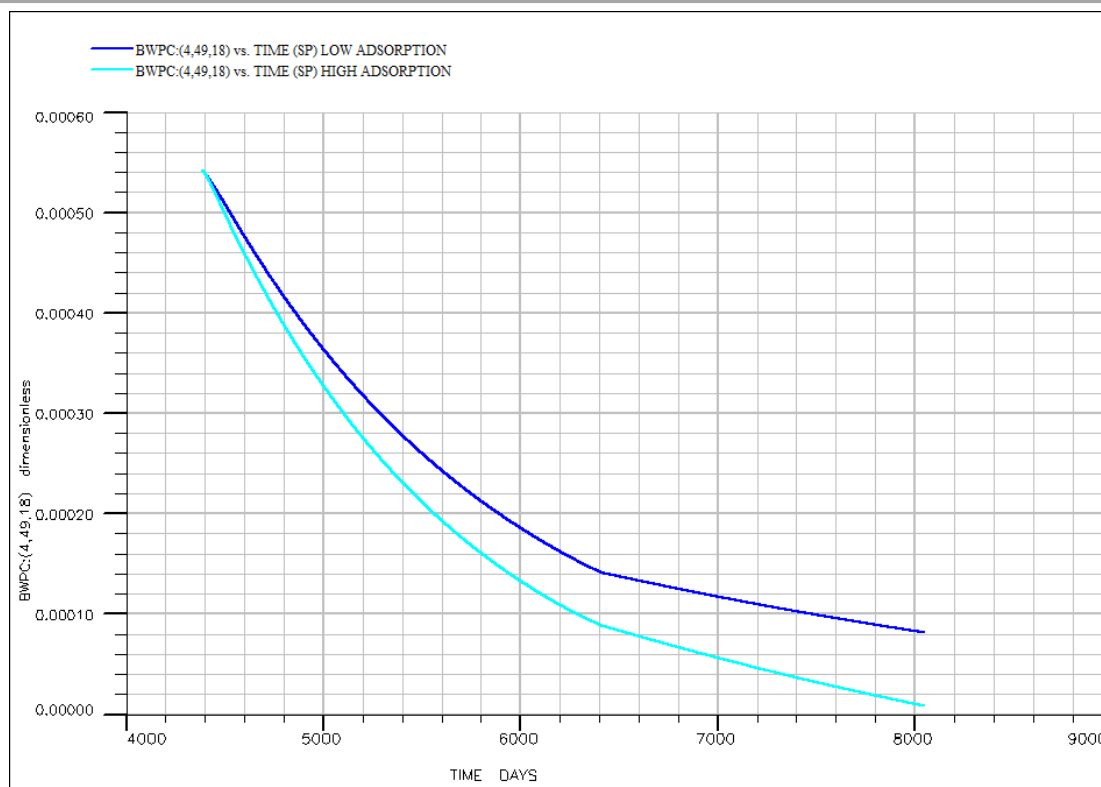
شکل ۴-۴۸. تأثیر نرخ تزریق سورفکتانت-پلیمر بر روی بازیافت در لایه‌ی سوم

با نرخ تزریق ۳۰۰۰ STB/day برای سه چاه تزریقی، مقدار غلظت سورفکتانت و پلیمر به اندازه-های ۵ lb/STB و ۸ lb/STB برای بررسی مقدار بازدهی نتایج آن شبیه‌سازی شده است. شکل ۴-۴۹ مقدار غلظت تزریق شده بر حسب Lb/Day این دو ماده را در دو حالت مختلف نشان می‌دهد که در حالت اول روزانه ۴۵۰۰۰ lb/STB و در حالت دوم روزانه ۷۲۰۰۰ lb/STB تزریق شده است. با بررسی تغییرات غلظت در این محدوده نتیجه شبیه‌سازی نشان می‌دهد که این پارامتر تأثیری بر روی بازیافت در ناحیه تحت تهاجم و لایه‌های دوم و لایه سوم ندارد.



شکل ۴-۴۹. مقدار غلظت تزریقی در دو حالت ۵ lb/STB و ۸ lb/STB

با تغییر مقدار جذب سورفکتانت توسط سنگ تغییری در مقادیر بازدهی لایه و نواحی مورد تهاجم آب حاصل نشد. این پارامتر بر روی مقادیر فشار موئینه تأثیر دارد به طوری که با افزایش مقدار جذب، اندازه‌ی فشار موئینه بین آب و نفت کاهش می‌یابد. شکل ۴-۵۰ مقدار فشار موئینه بین آب و نفت را در بلوک برای دو حالت جذب مختلف نشان می‌دهد. در شکل ۴-۵۰ تغییرات فشار موئینه مشاهده می‌شود ولی از آنجایی که این تغییرات بسیار کم می‌باشد تأثیر چندانی بر روی تولید نفت ندارد.



شکل ۴-۵۰. تأثیر جذب سورفکتانت توسط سنگ بر روی فشار موئینه در بلوک (۱۸،۴۹،۴)

با تغییر عدد موئینگی، افزایش گرانی ناشی از سورفکتانت و نیروی سطحی بین آب و نفت تغییراتی در میزان برداشت از مخزن در لایه‌ها و ناحیه مورد تهاجم آب مشاهده نشده است.

۲-۱۱-۴. تغییر مختصات چاه‌های تولیدی

در این بخش مختصات چاه‌های تولیدی MG-07، MG-08 و MG-09 به منظور بررسی مقدار نفت قابل برداشت از ناحیه مورد تهاجم و لایه‌های دوم و سوم تغییر داده شده است. مختصات چاه‌های جدید در جدول ۴-۲۱ آورده شده است که هر سه چاه تولیدی به ناحیه مورد تهاجم آب نزدیک می‌باشد.

جدول ۴-۲۱. مختصات چاه‌های تولیدی جدید در مخزن مورد مطالعه

چاه	X	Y
MG-07	17	47
MG-08	39	39
MG-09	27	43

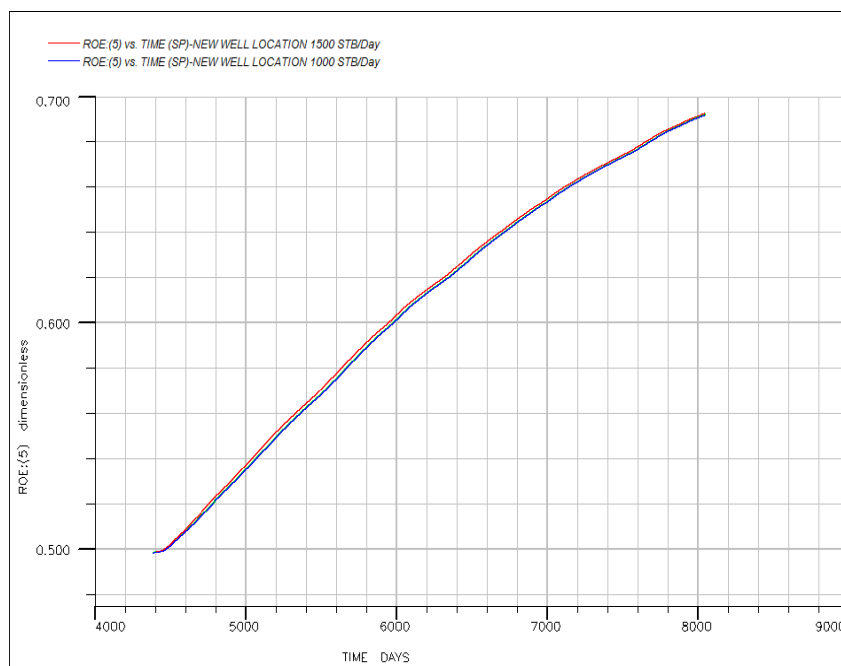
با تاثیر نرخ تولید در چاه‌های با مختصات جدید مقدار بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب و لایه‌های دوم و سوم بررسی شد. در این دو حالت هر کدام از چاه‌های تولیدی به مقدارهای 1500 STB/Day و 1000 STB/Day تولید کرده‌اند. نتایج به دست آمده نشان می‌دهد که با نزدیک شدن چاه‌های تولیدی به ناحیه‌ی مورد تهاجم آب احتمال تولید آب بالا می‌رود که سبب کاهش تولید نفت می‌شود. در این دو حالت شرایط چاه‌های تولیدی به صورتی می‌باشد که با افزایش کسر آب^۱ به مقدار $0/8$ چاه بسته و دیگر تولیدی نخواهد داشت. لازم به ذکر است که تمامی شرایط تزریق ثابت نگه داشته شده است به طوری که دبی تزریق برای هر کدام از چاه‌ها 3000 STB/Day و مقدار غلظت تزریق برای سورفکتانت و پلیمر 5 Lb/STB می‌باشد.

در جدول ۴-۲۲ و شکل ۴-۵۱ مقادیر و تغییرات نرخ بازیافت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب را برای چاه‌های با مختصات جدید با نرخ تولید 1500 STB/Day و 1000 STB/Day آورده شده است.

¹ Water Cut

جدول ۴-۲۲. مقدار بازیافت نفت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب برای چاه‌های با مختصات جدید

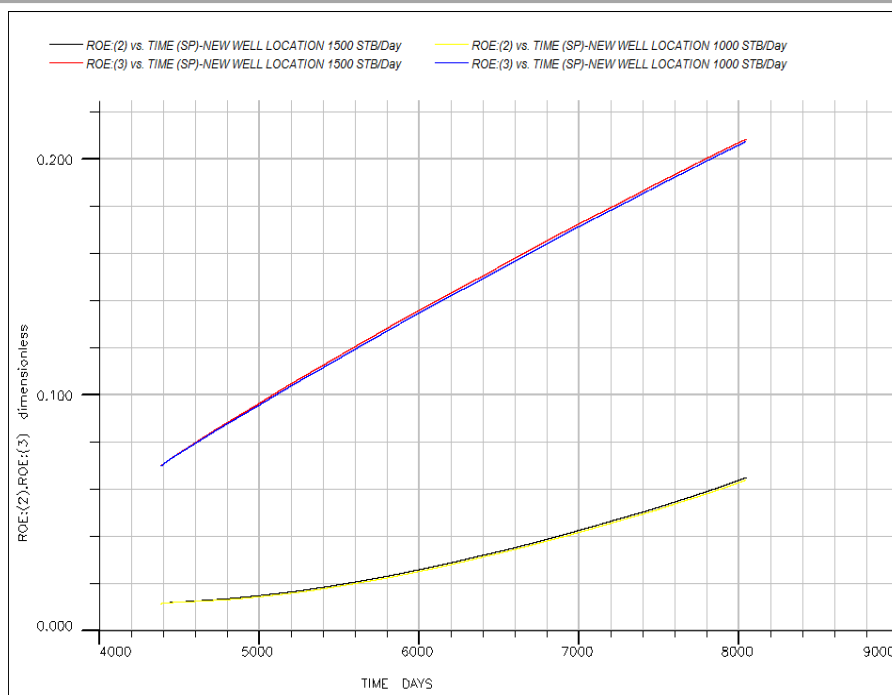
نرخ تولیدی	ناحیه‌ی مورد تهاجم آب
1500 STB/Day	19.45
1000 STB/Day	19.37



شکل ۴-۵۱. مقایسه بازیافت نفت برای دو نرخ تولید 1500 STB/Day و 1000 STB/Day در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب

مقدار بازدهی لایه‌های دوم و سوم با کاهش نرخ تولید به مقدار 1000 STB/Day برای هر چاه

کاهش می‌یابد. شکل ۴-۵۲ تغییرات بازدهی را در لایه‌های دوم و سوم نشان می‌دهد.



شکل ۴-۵۲. مقایسه بازیافت نفت برای دو نرخ تولید 1500 STB/Day و 1000 STB/Day در لایه‌های دوم و سوم

همان طور که مشاهده می‌شود با کاهش نرخ تولید برای هر چاه بازیافت نفت کاهش می‌یابد.

مقادیر در جدول زیر برای لایه‌های دوم و سوم آورده شده است.

جدول ۴-۲۳. مقادیر بازیافت نفت در لایه‌های دوم و سوم برای چاه‌های با مختصات جدید

نرخ تولیدی	لایه‌ی دوم	لایه‌ی سوم
1500 STB/Day	5.35	13.88
1000 STB/Day	5.25	13.78

فصل ۵

نتایج و پیشنهادات

۵-۱. مقدمه

هدف از اجرای این پروژه به دست آوردن روشی مطلوب به منظور استحصال هر چه بیشتر نفت باقیمانده در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب می‌باشد. لازمه‌ی پیدا کردن روشی مناسب با اطلاعات موجود از مخزن، مطالعات جامع در این زمینه می‌باشد. در این کار بخشی از مطالعات در راستای این امر صورت گرفته است که نتایج آن در ادامه آورده شده است.

۵-۲. نتایج و تحلیل شبیه‌سازی

۱. در روش WAG با دوره‌های متفاوت بالاترین میزان برداشت در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب مربوط به نسبت‌های ۱:۱ می‌باشد. میزان استحصال نفت باقیمانده با درصدی ناچیز (کم‌تر از ۰/۵٪) در دوره‌ی ۲۴ ماهه با نسبت ۱:۱ نسبت به دیگر دوره‌ها بیش‌تر می‌باشد. از آنجائی‌که مخزن مورد مطالعه آب‌دوست می‌باشد و مقدار آب تزریقی در تمامی دوره‌های با نسبت ۱:۱ به مدت ۵ سال می‌باشد به همین جهت میزان برداشت با نسبت دوره‌های متفاوت تأثیری در مقدار برداشت با اختلاف فراوان ندارد. همین دلایل در لایه‌ی سوم نیز صدق می‌کند.

۲. بر خلاف لایه‌ی سوم در لایه‌ی دوم با افزایش دوره‌ی تزریق گاز میزان برداشت در این لایه بیش‌تر می‌شود. از آنجائی‌که لایه‌ی دوم نسبت ضخامت خالص به ضخامت کل بیش‌تری در مقایسه با لایه‌ی سوم می‌باشد، لذا این لایه ناحیه‌ی مخزنی می‌باشد و از اهمیت بیش‌تری برخوردار است.

۳. در دوره‌ی ۱۸ ماهه با نسبت دوره‌ی ۲:۱، نسبت WAG ۳:۱، روش SWAG با نسبت ۳:۱ و روش SSWAG با نسبت ۳:۱ نقطه‌ی شکست رخ می‌دهد که این پدیده در روش SWAG و SSWAG به دلیل تزریق مداوم گاز سریع‌تر رخ می‌دهد. در تمامی این حالات چاه‌های MG-08 و MG-09 به تولید گاز رسیده‌اند.

۴. با مقایسه اثر نسبت دوره و اثر نسبت تزریق مشاهده می‌شود که تأثیر نسبت تزریق به مراتب از تأثیر نسبت دوره بیش‌تر است. نسبت دوره‌ی تزریق تأثیر ناچیزی روی تولید دارد.
۵. بالا بودن نسبت تراوایی عمودی به افقی، وجود شکاف و همچنین اثر نیروی گراویته، با افزایش تزریق گاز میزان بازیافت لایه‌ی دوم در تمامی روش‌های WAG، SWAG و SSWAG افزایش می‌یابد. این حالت نشان‌دهنده‌ی تأثیر مثبت نیروی ثقلی روی بازیافت می‌باشد.
۶. با تزریق نرخ‌های متفاوت فوم در ناحیه‌ی تحت تهاجم به این نتیجه می‌رسیم که افزایش سرعت سیال تزریقی بر روی سرعت تولید تأثیر دارد ولی تأثیر بسیار ناچیزی بر روی تولید نهایی دارد.
۷. با تغییر نرخ تزریق کف تفاوت چندان‌ی در تولید از لایه‌ی سوم به وجود نیامد. دو نرخ تزریقی اول کف در لایه‌ی دوم تفاوتی در بازیافت نداشتند ولی با افزایش سرعت تزریق مقدار بهره-دهی کاهش یافت.
۸. در روش سورفکتانت-پلیمر با افزایش نرخ تزریق در ناحیه‌ی مورد تهاجم آب علاوه بر سرعت تزریق، میزان برداشت نهایی در انتهای ۱۰ سال بیش‌تر است. همانند روش کف، این پارامتر در لایه‌ی سوم تأثیری نداشت ولی در لایه‌ی دوم با افزایش سرعت تزریق مقدار برداشت کاهش یافت.
۹. با تغییر پارامترهای کیفی سورفکتانت مانند مقدار جذب توسط سنگ، عدد موئینگی و گرانیوی سورفکتانت تغییری در میزان برداشت در ناحیه‌ی مورد تهاجم، لایه‌ی دوم و لایه‌ی سوم حاصل نشد.

۱۰. از آنجائی که این مخزن بسیار چگال می باشد بنابراین این مشخصه جزء محدودیت های کارکرد با مخزن می باشد که بر روی بازده لایه ها در روش های متفاوت تأثیر می گذارد. به همین دلیل تغییر خواص کف و سورفکتانت تغییری در نتایج بازیافت در برخی از نواحی مختلف نداشت.

۱۱. در مقایسه ی روش های کار شده در مخزن مورد مطالعه می توان اظهار داشت که روش های SWAG و SSWAG با نسبت ۳:۱ بیشترین بازدهی در لایه ی دوم، روش تزریق سورفکتانت- پلیمر با دبی تزریقی STB/Day ۲۰۰۰ بهترین بازده را در لایه ی سوم و روش کف با دبی تزریقی STB/DAY ۵۰۰۰ بیشترین نفت برداشتی در ناحیه ی مورد تهاجم آب را به همراه دارد.

۱۲. با نزدیک کردن چاه های تولیدی به ناحیه ی مورد تهاجم آب احتمال مخروطی شدن آب بالا می رود که سبب کاهش تولید نفت می شود.

۳-۵. پیشنهادات

۱. به منظور مطالعه ی روش های EOR لازم است آزمایش های مخصوصی مانند لوله قلمی^۱ علاوه بر آزمایش های متداول انجام شود و در مدل کردن سیال مخزن برای به دست آوردن مدلی جامع لحاظ شود.

۲. از آنجائی که هدف اصلی این پروژه انتخاب روشی مناسب برای استحصال نفت باقیمانده در ناحیه ی مورد تهاجم می باشد، تنها به مدت ۱۰ سال مخزن شبیه سازی شده است که می توان این روند را برای به دست آوردن اطلاعات بیش تر در ناحیه ی مورد تهاجم و

^۱ Slim Tube

لایه‌های دوم و سوم ادامه داد.

۳. همانطور که در فصل سوم توضیح داده شده این مخزن شرایط ویژه‌ای مانند گسل دارد

که برای انتخاب موقعیت چاه جدید باید این عامل در نظر گرفته شود.

۴. روش‌های SWAG و SSWAG با نسبت ۳:۱ بهترین بازده را در لایه‌ی مخزنی (لایه‌ی

دوم) داشته است ولی احتمال تولید گاز بالا می‌رود که پیشنهاد می‌شود تزریق این

روش‌ها به همراه کف مانند روش FAWAG برای جلوگیری از این پدیده و افزایش

برداشت مورد مطالعه قرار گیرد.

۵. مخزن یاد شده دارای ناحیه‌ی آبدی می‌باشد که می‌توان با تزریق پیوسته گاز مانند CO₂ و

ورود آب به صورت طبیعی توسط ناحیه‌ی آبدی، این حالت را به عنوان یکی از روش‌های

WAG مورد بررسی قرار داد.

مراجع

- [1] O. Torsæter and M. Abtahi, "Experimental reservoir engineering laboratory work book," *Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, Lab Rep*, 2003.
- [2] R. Aguilera, *Naturally fractured reservoirs*: Petroleum Publishing Company, 1980.
- [3] T. D. van Golf-Racht, *Fundamentals of fractured reservoir engineering*: Access Online via Elsevier, 1982.
- [4] A. M. Saidi, *Reservoir Engineering Of Fractured Reservoirs*, 1987.
- [5] L. H. Reiss, *The reservoir engineering aspects of fractured formations* vol. 3: Editions Technip, 1980.
- [6] C. U. Hatiboglu and T. Babadagli, "Oil recovery by counter-current spontaneous imbibition: Effects of matrix shape factor, gravity, IFT, oil viscosity, wettability, and rock type," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 59, pp. 106-122, 2007.
- [7] T. Babadagli, "Evaluation of EOR methods for heavy-oil recovery in naturally fractured reservoirs," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 37, pp. 25-37, 2003.
- [8] A. Jack and S. Sun, "Controls on recovery factor in fractured reservoirs: lessons learned from 100 fractured fields," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2003.
- [9] D. W. Green and G. P. Willhite, *Enhanced oil recovery*: Richardson, Tex.: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [10] F. M. Orr, *Theory of gas injection processes*: Tie-Line Publications Copenhagen, 2007.
- [11] *Processes and operations* vol. 2: Access Online via Elsevier, 1989.
- [12] Z. Yunxiang, Y. Xiang, D. Jianxia, and y. Liu, "New and Effective Foam Flooding To Recover Oil in Heterogeneous Reservoir," in *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, 2000.
- [13] Q. Hou, Y. Zhu, Y. Luo, and R. Weng, "Studies on Foam Flooding EOR Technique for Daqing Reservoirs After Polymer Flooding," in *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, 2012.
- [14] J. R. Christensen, E. H. Stenby, and A. Skauge, "Review of WAG field experience," *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, vol. 4, pp. 97-106, 2001.
- [15] M. J. Darvishnezhad, B. Moradi, G. Zargar, A. Jannatrostami, and G. H. Montazeri, "Study of Various Water Alternating Gas Injection Methods in 4-and 5-Spot Injection Patterns in an Iranian Fractured Reservoir," in *Trinidad and Tobago Energy Resources Conference*, 2010.
- [16] F. F. Craig, *The reservoir engineering aspects of waterflooding*: Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1993.
- [17] H. Emami Meybodi, R. Kharrat, and M. Ghazanfari, "Effect of Heterogeneity of Layered Reservoirs on Polymer Flooding: An Experimental Approach Using 5-Spot Glass Micromodel," in *Europec/EAGE Conference and Exhibition*, 2008.

- [18] J. Sheng, "A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding," in *SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting, 2013 Joint Technical Conference*, 2013.
- [19] Available: www.eia.gov
- [20] J. Perez, S. Poston, and Q. Sharif, "Carbonated Water Imbibition Flooding: An Enhanced Oil Recovery Process for Fractured Reservoirs," in *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*, 1992.
- [21] K. Dreher, D. Kenyon, and F. Iwere, "Heat flow during steam injection into a fractured carbonate reservoir," in *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*, 1986.
- [22] C. FF and D. Parrish, "A multipilot evaluation of the COFCAW process ", *Journal of Petroleum Technology*, vol. 26, pp. 659-666, 1974.
- [23] W. Schulte and A. de Vries, "In-situ combustion in naturally fractured heavy oil reservoirs," *Old SPE Journal*, vol. 25, pp. 67-77, 1985.
- [24] T. Babadagli and A. Al-Bemani, "Investigations on matrix recovery during steam injection into heavy-oil containing carbonate rocks," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 58, pp. 259-274, 2007.
- [25] W. Zhou, J. Zhang, M. Han, W. Xiang, G. Feng, and W. Jiang, "Application of hydrophobically associating water-soluble polymer for polymer flooding in China offshore heavy oilfield," in *International Petroleum Technology Conference*, 2007.
- [26] S. Ghedan and F. Poettmann, "Effect of polymers on the imbibition process: a laboratory study," *SPE Reservoir Engineering*, vol. 6, pp. 84-90, 1991.
- [27] P. Argabright, J. Rhudy, and B. Phillips, "Partially hydrolyzed polyacrylamides with superior flooding and injection properties," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1982.
- [28] R. Tabary ,A. Zaitoun, G. Renard, and E. Delamaide, "Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding in a Heavy Oil Reservoir," in *2013 SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, 2013.
- [29] J. Barnes, J. Smit, J. Smit, G. Shpakoff, K. Raney, and M. Puerto, "Development of surfactants for chemical flooding at difficult reservoir conditions," in *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, 2008.
- [30] T. Babadagli, "Analysis of oil recovery by spontaneous imbibition of surfactant solution," in *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*, 2003.
- [31] T. Austad and J. Milner, "Spontaneous imbibition of water into low permeable chalk at different wettabilities using surfactants," in *International Symposium on Oilfield Chemistry*, 1997.
- [32] J. Zhang, R. Ravikiran, D. Freiberg, and C. Thomas, "ASP Formulation Design for Heavy Oil," in *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, 2012.
- [33] H. Jirui, H. Jirui, Y. Xiang'an, Z. Shufen, and Y. Jinzong, "Restudy of Main Factors of Effects on ASP Flood and Expansion of Capillary Theory in Heterogeneous Reservoirs," in *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 2002.
- [34] B. Caudle and A. Dyes, "Improving miscible displacement by gas-water injection," *Trans. AIME*, vol. 213, pp. 281-284, 1958.
- [35] A. Taheri and V. Sajjadian, "WAG performance in a low porosity and low permeability reservoir, Sirri-A Field, Iran," in *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, 2006.

- [36] D. Tehrani, A. Danesh, M. Sohrabi, and G. Henderson, "Improved oil recovery from oil-wet and mixed-wet reservoirs by gas flooding, alternately with water," in *IEA Annual Workshop & Symposium, Vienna, September, 2001*.
- [37] D. Tehrani, M. Sohrabi, G. Henderson, and A. Danesh, "Water Alternating Gas (WAG) Injection Micromodel Studies," in *Improved Oil Recovery Research Dissemination Seminar, The UK Department of Trade and Industry, London, 1999*.
- [38] M. Sohrabi, D. Tehrani, A. Danesh, and G. Henderson, "Visualisation of Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) Injection Using High Pressure Micromodels-Oil-Wet & Mixed-Wet Systems," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2001*.
- [39] S. S. Taheri R and M. Tavakkolian, "Simulation Study of a New CO₂-WAG-Based Method to Improve Oil Recovery of an Abandoned Water-Invaded Reservoir," in *Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, 2010*.
- [40] r. kharrat, S. Mahdavi, and D. Ghorbani, "A Comprehensive EOR Study of a Highly Fractured Matured Field-Case Study," in *SPE Europec/EAGE Annual Conference, 2012*.
- [41] G. Nybraaten, I. Svorstoel, and P. Andfossen, "WAG Pilot Evaluation for the Snorre Field," in *European IOR Symposium, Moscow, 1993*.
- [42] E. Manrique, V. Muci, and M. Gurfinkel, "EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States," in *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 2006*.
- [43] P. Samson, J.-M. Casaux, B. Cavailles, E. Larribau, F. Morandini, P. Biondi, *et al.*, "3D Modeling form Seismic to Fluid Flow Simulation: A Case Study," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1998*.
- [44] M. Ali Pour Kallehbasti, J. Rostami, R. Rostami Ravari, and M. Amani, "Fluid Characterization, A Case Study of a field with compositional gradient," in *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 2011*.
- [45] *FloGrid User Guide: Schlumberger, 2009*.
- [46] F. G. H. Blyth and M. H. De Freitas, *A geology for engineers: Cambridge Univ Press, 1984*.
- [47] D. W. Peaceman, *Fundamentals of numerical reservoir simulation: Access Online via Elsevier, 2000*.
- [48] A. Danesh, *PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids vol. 47: Elsevier, 1998*.
- [49] P. GE and F. Farshad, "Pressure-volume-temperature correlations for Gulf of Mexico crude oils," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1993*.
- [50] W. McCain, *The properties of petroleum fluids: PennWell Books, 1990*.
- [51] R. Merrill and K. Hartman, "A comparison of equation of state methods," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1994*.
- [52] R. Agarwal, Y.-K. Li, and L. Nghiem, "A regression technique with dynamic parameter selection for phase-behavior matching," *SPE reservoir engineering, vol. 5, pp. 115-120, 1990*.
- [53] d. MB and F. Rodriguez, "Automatic Fitting of Equations of State for Phase Behavior Matching," in *SPE Latin America Petroleum Engineering Conference, 1992*.
- [54] R. Hosein and T. Jagai, "Optimizing the Number of Components in the Peng-Robinson Equation-of-State for Trinidad's Gas Condensates," in *SPE Latin*

- American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port-of-Spain, Trinidad and Tobago, April, 2003*, pp. 27-30.
- [55] J. Almarry and F. Al-Saadoon, "Prediction of Liquid Hydrocarbon Recovery From a Gas Condensate Reservoir," in *Middle East Oil Technical Conference and Exhibition*, 1985.
- [56] A. Pénéloux, E. Rauzy, and R. Fréze, "A consistent correction for Redlich-Kwong-Soave volumes," *Fluid Phase Equilibria*, vol. 8, pp. 7-23, 1982.
- [57] J. Lohrenz, B. Bray, and C. Clark, "Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions," *Journal of Petroleum Technology*, vol. 16, pp. 1171-1176, 1964.
- [58] *PVTi reference manual* Schlumberger, 2009.
- [59] M. G. Kesler and B. I. Lee, "Improve prediction of enthalpy of fractions," *Hydrocarbon Processing*, vol. 55, pp. 153-158, 1976.
- [60] B. Lee and M. Kesler, "Improve vapor pressure prediction," in *Hydrocarbon Proc.*, 1980, pp. 163-167.
- [61] G. Barenblatt, I. P. Zheltov, and I. Kochina, "Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks [strata]," *Journal of Applied Mathematics and Mechanics*, vol. 24, pp. 1286-1303, 1960.
- [62] J. Warren and P. J. Root, "The behavior of naturally fractured reservoirs," *Old SPE Journal*, vol. 3, pp. 245-255, 1963.
- [63] H. Kazemi, M. LS, K. Porterfield, and P. Zeman, "Numerical simulation of water-oil flow in naturally fractured reservoirs," *Old SPE Journal*, vol. 16, pp. 317-326, 1976.
- [64] O. De Swaan, "Analytic solutions for determining naturally fractured reservoir properties by well testing," *Old SPE Journal*, vol. 16, pp. 117-122, 1976.
- [65] T. Ahmed, *Reservoir engineering handbook*: Access Online via Elsevier, 2006.

Abstract

Naturally fractured reservoirs compose a significant part of world's hydrocarbon reserves, and oil production in these reservoirs is one of the highest challenges in oil industry. Low viscous fluids such as gasses or supercritical fluids are commonly used to enhance oil recovery. One of the important issues in oil and gas reservoirs are mobilization of residual oil in porous media, especially in water invaded zone, that is mainly achieved by EOR methods. In this project some applicable EOR methods by ECLIPSE software are simulated to extract entrapped oil in water invaded zone in one of the Iranian fractured reservoirs.

In this research, initially gridding is made by FLOGRID software, then with using regression analysis in PVTi software, simulated reservoir fluid properties that shows a good agreement with experimental results. Maximum and minimum relative error with values of 5.37×10^{-2} and 11.54 respectively is related to the saturation pressure and dissolved gas oil ratio.

In this research, alternating water and gas injection, simultaneously alternating water and gas injection, foam flooding and surfactant-polymer flooding methods are all investigated by ECLIPSE software in order to compare the oil recovery factor in water invaded zone, each of methods is based on specific mechanism. Restoration of reservoir energy involves the frequently injection of gas and water to support reservoir pressure and also to provide a sweeping mechanism. Foam flooding increased oil recovery because of the alleviate channeling, increasing pressure and decreasing mobility of injected fluid, and surfactant-polymer flooding enhance the recovery by increasing the spontaneous imbibitions and lowering IFT. The results from simulation shows that the foam injection has the best recovery effect to produce oil in water invaded zones.

Keywords:

Fractured reservoir, enhanced oil recovery, water invaded zone, simulation, recovery factor



Shahroud University of Technology

Faculty of Mining, Petroleum and Geophysics Engineering

M.Sc. Thesis in Petroleum Engineering - Drilling

**Simulation of EOR methods and selection the desired method
in invaded zone in one of the fractured reservoirs of south
west of Iran**

By:

Hasan Esfandiary Far

Supervisor:

Dr. Mehrdad Soleymani

Dr. Behzad Tokhmechi

February 2017