

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



دانشگاه شاهرود

دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک

گروه مهندسی نفت و ژئوفیزیک

عنوان:

بررسی و شبیه‌سازی پدیدهٔ مخروطی شدن آب در یکی از مخازن نفتی تحت رانش آب ایران

پایان نامه کارشناسی ارشد جهت اخذ مدرک کارشناسی ارشد مهندسی نفت

دانشجو:

مرتضی خیرزاده

استاد راهنما:

دکتر علی مرادزاده

اسفند ۹۲

شماره: ۲۴۹۳/۱۲۹۱
تاریخ: ۱۳۰۱-۲۴



پروردگارا

ز می توانم مویشان را که در راه عزت من سفید شد، سیاه کنم و ز برای دست های پینه بسته شان که شمره تلاش برای افتخار من است، مریبی دارم. پس توفیقم ده که هر لحظه سگم را نشان باشم و نایه های عمرم را در عصای دست بودنشان بگذرانم.

تقدیم به پدر

قدردانی

اکنون که با لطف خداوند نگارش این پایان‌نامه به اتمام رسیده است بر خود لازم می‌دانم از راهنمایی‌های ارزشمند استاد فرهیخته جناب آقای دکتر علی مرادزاده که صمیمانه راهگشای مشکلات پیش‌روی این پژوهش بوده و با سعه صدر خود بنده را راهنمایی کردند کمال تشکر خود را ابراز نمایم. همچنین بر خود لازم می‌دانم از کمک‌های همه دوستان عزیز و همکاران گرامی که در انجام این تحقیق مدد رسان اینجانب بودند، تشکر و قدردانی فراوان نمایم.

این فیض تو را چگونه یاد کنم بی‌پند عمر خویش برباد کنم
یک قطره ز بحر عشق مولانا را تقدیم به آستان استاد کنم

تعهد نامه

- اینجانب مرتضی خیرزاده دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی نفت- حفاری و بهره‌برداری دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک دانشگاه شاهرود نویسنده پایان نامه " بررسی و شبیه‌سازی پدیده مخروطی شدن آب در یکی از مخازن نفتی تحت رانش آب ایران " تحت راهنمایی دکتر علی مرادزاده متعهد می‌شوم .
- 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 شاهرود می‌باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه شاهرود» و یا « Shahrood University» 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 می‌گردد.
 - در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که از موجود زنده (یا 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 شاهرود می‌باشد . 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 نمی‌باشد.

چکیده

یکی از مهمترین مشکلات مخازن نفتی، ورود آب به مخزن در اثر پدیده مخروطی شدن و تولید همزمان آن همراه با نفت از طریق چاه تولیدی می‌باشد. از آنجایی که این پدیده باعث کاهش بازیافت نهایی نفت شده و هزینه عملیاتی تولید افزایش می‌یابد، لذا شناخت و پیش بینی رفتار مخازن نفتی در ارتباط با این پدیده حائز اهمیت است.

در این تحقیق به بررسی این پدیده در مخازن شکافدار پرداخته شده و با استفاده از نرم افزار شبیه ساز Eclipse و بکار گیری مدل تخلخل دوگانه، مخروطی شدن در این نوع از مخازن شبیه سازی شده و سپس دبی بحرانی و زمان میان شکن آب برای یک چاه نفتی تخمین زده شد. همچنین اثر خواص سنگ مخزن کربناته مانند تراوایی و تخلخل ماتریس و محیط شکاف بر زمان میان شکن (زمان شروع تولید آب) بررسی شده است. در ادامه و بوسیله نمودار عنکبوتی برخی از پارامترهای موثر بر پدیده مخروطی شدن از جمله اثر اختلاف دانسیته، اثر ویسکوزیته، نسبت نفوذپذیری و دبی تولیدی که بر میزان تولید آب و نفت مؤثرند مورد بررسی قرار گرفته است.

نتایج شبیه سازی زمان میان شکن آب را برای چاه مورد مطالعه در حدود ۱۴۰۰ روز و دبی بحرانی را در حدود ۱۰۰۰ بشکه در روز تعیین می‌کند. همچنین نتایج حاصل از این بررسی‌ها نشان می‌دهند که افزایش اختلاف دانسیته، کاهش ویسکوزیته نفت، کاهش نسبت نفوذپذیری عمودی به افقی ماتریس و کاهش دبی تولیدی، سبب کاهش تولید آب می‌شوند. همچنین مشخص شد دبی تولید نفت و تراوایی عمودی شکاف، بیشترین تأثیر و افزایش ترشوندگی سنگ مخزن (در حالت سنگ نفت دوست) کمترین تأثیر را بر روی پدیده مخروطی شدن آب دارا می‌باشند.

کلید واژه: سنگ مخزن کربناته - مخروطی شدن - تخلخل دوگانه - زمان میان شکن - دبی بحرانی

فهرست مطالب

ح	چکیده
۰	فصل اول: کلیات
۱	۱-۱ مقدمه
۷	۲-۱ بیان مسئله
۸	۳-۱ فرضیه‌ها و سؤالات تحقیق
۸	۴-۱ هدف مطالعه و روش تحقیق
۹	۵-۱ ساختار پایاننامه
۱۰	فصل دوم: مروری بر مطالعات گذشته
۱۰	۱-۲ مقدمه
۱۱	۲-۲ مروری بر مطالعات گذشته
۲۱	۳-۲ جمع‌بندی مطالب و ضرورت مطالعه
۲۴	فصل سوم: مبانی پدیده مخروطی شدن آب
۲۴	۱-۳ مقدمه
۲۵	۲-۳ تئوری پدیده مخروطی شدن آب
۲۸	۳-۳ دلایل مشکل تولید آب
۲۸	۱-۳-۳ مشکلات تکمیل چاهها
۲۹	۲-۳-۳ مسایل مخزنی

- ۲۹ روابط پدیده مخروطی شدن آب ۴-۳
- ۳۰ روابط تعیین دبی بحرانی ۱-۴-۳
- ۳۱ روابط تعیین زمان میان شکن آب ۲-۴-۳
- ۳۴ شناخت مخازن شکافدار ۵-۳
- ۳۷ مدل کاظمی ۱-۵-۳
- ۳۸ مدل وارن و روت ۲-۵-۳
- ۴۰ روشهای کنترل تولید آب ۶-۳
- ۴۰ تکنولوژی تزریق سیمان ۱-۶-۳
- ۴۰ پلیمرها ۲-۶-۳
- ۴۲ فصل چهارم: مدل سازی پدیده مخروطی شدن آب ۴۲
- ۴۲ مقدمه ۱-۴
- ۴۳ مدل سازی پدیده مخروطی شدن آب ۲-۴
- ۴۳ مدل نفت سیاه ۱-۲-۴
- ۴۳ مدل ترکیبی ۲-۲-۴
- ۴۴ روش انجام کار ۳-۴
- ۴۶ جمع آوری دادههای مناسب 4-3-1
- ۴۸ شبیه سازی مخزن مورد مطالعه ۲-۳-۴
- ۵۲ بررسی نتایج شبیه سازی ۳-۳-۴
- ۵۵ اعتبار سنجی نتایج حاصل از شبیه سازی ۴-۳-۴
- ۵۸ تخمین دبی بحرانی و زمان میان شکن آب ۴-۳-۵

۶۰	فصل پنجم: بررسی عوامل مؤثر بر مخروطی شدن آب
۶۱	۱-۵ مقدمه
۶۱	۲-۵ تأثیر خواص مربوط به سیال مخزن
۶۱	۱-۲-۵ تأثیر اختلاف دانسیته
۶۳	۲-۲-۵ تأثیر نسبت ویسکوزیته
۶۴	۳-۵ تأثیر خواص مربوط به سنگ مخزن
۶۴	۱-۳-۵ تأثیر نسبت نفوذپذیری
۶۵	۲-۳-۵ تأثیر خواص شکاف
۷۶	۴-۵ تأثیر خواص مشترک سنگ و سیال
۷۶	۱-۴-۵ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی
۸۵	۵-۵ تأثیر دبی تولید
۸۶	۶-۵ تحلیل حساسیت پارامترهای مؤثر بر پدیده مخروطی شدن آب
۸۹	فصل ششم: نتیجه‌گیری و پیشنهادها
۹۰	۱-۶ بحث و نتیجه‌گیری
۹۳	۲-۶ پیشنهادها
۹۴	منابع
۱۰۱	پیوست الف: معادلات مربوط به شبیه‌سازی
۱۰۳	پیوست ب: نمونه‌ای از فایل ورودی به نرم‌افزار

فهرست اشکال

- شکل ۱-۱ مکش یکنواخت ۲
- شکل ۲-۱ مکش متمرکز ۲
- شکل ۳-۱ چاه بدون مشکل مخروطی شدن ۴
- شکل ۴-۱ چاه با مشکل مخروطی شدن ۴
- شکل ۱-۲ مدل ترکیبی شعاعی/ استوانه‌های یا مدل موسوم به RSC ۱۷
- شکل ۲-۲ تکمیل چاه با تکنولوژی DWL ۱۹
- شکل ۳-۲ نمودار دوبعدی جریان‌های نفت و آب از مخزن به دهانه چاه ۱۹
- شکل ۱-۳ الف) تکمیل چاه بصورت کامل ب) تکمیل چاه بصورت جزئی ۲۷
- شکل ۲-۳ شمای حرکت آب به سوی چاه در حالت مخروطی شدن ۲۷
- شکل ۳-۳ مخروطی شدن ۳۰
- شکل ۴-۳ شماتیک چگونگی حرکت سیال در سیستم ماتریکس و شکاف ۳۶
- شکل ۵-۳ سنگ مخزن شکافدار در نزدیکی سطح زمین ۳۶
- شکل ۶-۳ شماتیکی از مدل کاظمی ۳۸
- شکل ۷-۳ شماتیکی از مدل وارن و روت ۳۹
- شکل ۸-۳ شماتیکی از موقعیت شکافها در حالت واقعی و در مدل‌سازی ۳۹
- شکل ۱-۴ فلوجارت مراحل شبیه‌سازی میدان و چاه مورد مطالعه ۴۶
- شکل ۲-۴ خطای نتایج شبیه‌سازی به ازای تعداد شبکه‌های مختلف در مدل ۴۹
- شکل ۳-۴ مدل سه‌بعدی شبیه‌سازی شده از مخزن ۵۱

- شکل ۴-۴ شماتیکی از چگونگی قرار گرفتن شکافها در مدل ساخته شده ۵۲
- شکل ۴-۵ مراحل وارد کردن دیتا فایل و محیط اجرای برنامه ۵۲
- شکل ۴-۶ فشار تولیدی حاصل از شبیه سازی برای چاههای A و B ۵۳
- شکل ۴-۷ مقادیر برش آب حاصل از شبیه سازی برای چاه A ۵۴
- شکل ۴-۸ مقایسه فشار تولیدی حاصل از مدل شبیه سازی شده و فشارهای واقعی سیال چاه برای چاه A ۵۶
- شکل ۴-۹ مقایسه فشار تولیدی حاصل از مدل شبیه سازی شده و فشارهای واقعی سیال چاه برای چاه B ۵۶
- شکل ۴-۱۰ درصد برش آب شبیه سازی شده توسط نرم افزار و مقادیر واقعی برای چاه A ۵۷
- شکل ۴-۱۱ تخمین زمان میان شکن آب برای چاه B ۵۹
- شکل ۴-۱۲ تخمین دبی بحرانی نفت برای چاه B ۶۰
- شکل ۵-۱ میزان تولید آب برای اختلاف دانسیته های مختلف نفت و آب ۶۲
- شکل ۵-۲ میزان تولید آب برای نسبت ویسکوزیته های مختلف نفت به آب ۶۴
- شکل ۵-۳ میزان تولید آب برای نسبت نفوذپذیری های مختلف سنگ مخزن ۶۵
- شکل ۵-۴ میزان تولید آب برای تراوایی های مختلف شکاف در جهت افقی ۶۸
- شکل ۵-۵ میزان تولید آب برای تراوایی های مختلف شکاف در جهت عمودی ۷۰
- شکل ۵-۶ میزان تولید آب برای طول های مختلف شکاف در جهت افقی ۷۳
- شکل ۵-۷ میزان تولید آب برای طول های مختلف شکاف در جهت عمودی ۷۶
- شکل ۵-۸ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (سنگ آبدوست) ۸۰
- شکل ۵-۹ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (سنگ نفت دوست) ۸۵
- شکل ۵-۱۰ میزان تولید آب برای دبی های مختلف نفت ۸۶
- شکل ۵-۱۱ تحلیل حساسیت پارامترهای مؤثر بر پدیده مخروطی شدن آب ۸۶

شکل الف- ۱ نمای یک المان در سیستم استوانه‌ای ۱۰۱

فهرست جداول

- جدول ۴- ۱ ویژگی سنگ مخزن و پارامترهای پتروفیزیکی مورد مطالعه ۴۶
- جدول ۴- ۲ مشخصات مخزن و سیال به کار رفته در مدل ۴۷
- جدول ۴- ۳ مشخصات فشار- حجم مخزن ۴۷
- جدول ۴- ۴ تغییرات تراوایی نسبی و فشار موئینگی نسبت به درصد اشباع آب (ماتریکس) ۴۸
- جدول ۴- ۵ مشخصات آبران و بازه‌های مشبک‌کاری در مدل ۴۸
- جدول ۴- ۶ مشخصات شکاف‌های به کار رفته در مدل ۴۸
- جدول ۴- ۷ مقادیر خطای نرم‌افزار برای شبیه‌سازی مقادیر برش آب در چاه A ۵۷
- جدول ۵- ۱ میانگین تراوایی شکاف در جهت افقی در حالت‌های مختلف مدل ساخته‌شده ۶۵
- جدول ۵- ۲ تأثیر تراوایی شکاف در جهت افقی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۱) ۶۶
- جدول ۵- ۳ تأثیر تراوایی شکاف در جهت افقی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۲) ۶۶
- جدول ۵- ۴ تأثیر تراوایی شکاف در جهت افقی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۳) ۶۶
- جدول ۵- ۵ میانگین تراوایی شکاف در جهت عمودی ۶۸
- جدول ۵- ۶ تأثیر تراوایی شکاف در جهت عمودی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۱) ۶۸
- جدول ۵- ۷ تأثیر تراوایی شکاف در جهت عمودی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۲) ۶۹
- جدول ۵- ۸ تأثیر تراوایی شکاف در جهت عمودی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۳) ۶۹
- جدول ۵- ۹ طول شکاف در جهت افقی در حالت‌های مختلف مدل ساخته‌شده ۷۱
- جدول ۵- ۱۰ تأثیر طول شکاف در جهت افقی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۱) ۷۱
- جدول ۵- ۱۱ تأثیر طول شکاف در جهت افقی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۲) ۷۲
- جدول ۵- ۱۲ تأثیر طول شکاف در جهت افقی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۳) ۷۲

- جدول ۵-۱۳ طول شکاف در جهت عمودی در حالت‌های مختلف مدل ساخته شده..... ۷۳
- جدول ۵-۱۴ تأثیر طول شکاف در جهت عمودی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۱)..... ۷۴
- جدول ۵-۱۵ تأثیر طول شکاف در جهت عمودی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۲)..... ۷۴
- جدول ۵-۱۶ تأثیر طول شکاف در جهت عمودی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۳)..... ۷۵
- جدول ۵-۱۷ فشار موئینگی و تراوایی نسبی به کارگرفته شده در حالت شماره ۱..... ۷۷
- جدول ۵-۱۸ فشار موئینگی و تراوایی نسبی به کارگرفته شده در حالت شماره ۲..... ۷۷
- جدول ۵-۱۹ فشار موئینگی و تراوایی نسبی به کارگرفته شده در حالت شماره ۳..... ۷۸
- جدول ۵-۲۰ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (حالت شماره ۱).... ۷۸
- جدول ۵-۲۱ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (حالت شماره ۲).... ۷۹
- جدول ۵-۲۲ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (حالت شماره ۳).... ۷۹
- جدول ۵-۲۳ فشار موئینگی و تراوایی نسبی به کارگرفته شده در حالت شماره ۱..... ۸۱
- جدول ۵-۲۴ فشار موئینگی و تراوایی نسبی به کارگرفته شده در حالت شماره ۲..... ۸۱
- جدول ۵-۲۵ فشار موئینگی و تراوایی نسبی به کارگرفته شده در حالت شماره ۳..... ۸۲
- جدول ۵-۲۶ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (حالت شماره ۱).... ۸۲
- جدول ۵-۲۷ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (حالت شماره ۲).... ۸۳
- جدول ۵-۲۸ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (حالت شماره ۳).... ۸۳

فصل اول:

کلیات

۱-۱ مقدمه

معمولاً در میادین نفتی سعی بر این است که دبی‌های تولید در محدوده ای کنترل شوند که مانع از ورود آب به چاه تولیدی گردد. هنگامی که نفت از یک چاه حفاری شده در مخزن نفتی بیرون کشیده می‌شود، گرادیان فشار بوجود آمده به همراه نیروهای موینگی و خاصیت ترشوندگی باعث می‌شود که سطح مشترک آب و نفت بالا بیاید. انحراف سطح مشترک آب و نفت متقابلاً توسط نیروهای جاذبه و نیز اختلاف دانسیته‌ها متعادل می‌شوند. بسته به اینکه مقدار این نیروها چقدر باشد و کدامیک بتوانند بر دیگری غلبه کنند، سطح مشترک آب و نفت ممکن است به یک حالت پایدار در زیر چاه برسد که با طی زمان، باعث تولید آب به صورت همزمان با نفت می‌شود که این اتفاق، نامطلوب و برای چاه و مخزن نفتی بسیار مضر می‌باشد. این بالا آمدن و احتمال خروج آب به همراه نفت از چاه نفتی به نام "مخروطی شدن آب"^۱ خوانده می‌شود (Ahmed, 2000).

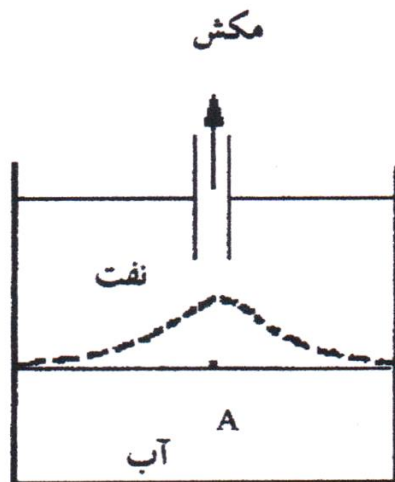
اطلاق کلمه مخروطی شدن به علت شکل مخروطی ماندنی است که این پدیده به خود می‌گیرد. پدیده مخروطی شدن در سازندهای تولیدی که در آنها آب در زیر نفت قرار دارد و یا در حالت‌هایی که آبران^۲ واقع در زیر لایه نفتی با تزریق آب جهت نگهداری فشار مخزن گسترش داده می‌شود و نیز در شرایط تزریق آب و یا حلال برای بهره برداری ثانویه اتفاق می‌افتد (Ahmed, 2000). برای آشنایی بهتر با این پدیده، مطابق شکل (۱-۱) یک ظرف را که در آن دو فاز آب و نفت قرار دارند در نظر می‌گیریم. طبیعی است که آب به علت دانسیته بیشتر در زیر نفت قرار می‌گیرد. تحت شرایط تعادلی سطح نفت و سطح تماس نفت و آب افقی خواهد بود. حال اگر در قسمت بالای ظرف فشار را کاهش دهیم و یا به عبارتی ایجاد مکش کنیم، با فرض اینکه سیالات به اندازه کافی تراکم ناپذیر و یا در اینجا به عبارت صحیح‌تر انبساط ناپذیر باشند، اختلاف فشار یا مکش اعمال شده سطح مذکور را به سمت بالا می‌راند. در برابر این نیروی رانش نیروی وزن سیالات نیز ایجاد مقاومتی در برابر بالا رفتن سیالات می‌کند و در نهایت در یک مقدار مشخصی از جابجایی، این دو نیرو به تعادل می‌رسند و در این حالت تعادل جدید نیز هر دو سطح به صورت افقی اما کمی بالاتر از حالت قبل

¹ - water coning

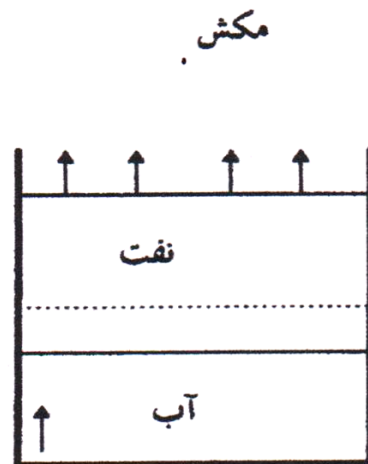
² - aquifer

خواهند بود که این اتفاق به صورت خط چین در شکل (۱-۱) مشخص می‌باشد. در شکل (۱-۱) خط-چین‌ها بیانگر سطح تماس ثانویه آب و نفت و خط پررنگ پایین آن، بیانگر سطح تماس اولیه آب و نفت می‌باشد.

حال اگر مطابق شکل (۲-۱) این مکش به صورت متمرکزتری به سطح تماس دوسیال برسد، همه نقاط سطح تماس دو فاز تحت نیروی رانش یکسانی واقع نمی‌شوند، بلکه بیشترین رانش درست در زیر نقطه مکش (نقطه A) که کمترین فاصله را با محل مکش دارد، ایجاد می‌شود و هر چه از نقطه A به دو طرف سمت مرزهای جانبی ظرف حرکت کنیم این نیروی رانش ضعیف‌تر می‌گردد تا جایی که ممکن است دیگر تقریباً هیچ نیروی رانشی به این سطح عمل نگردد، اگر چه نیروی مقاوم ثقیلی در ابتدا که سطح مشترک افقی است، در همه نقاط آن یکسان می‌باشد (Wheatly, 1985).



شکل ۲-۱ مکش متمرکز (Wheatly, 1985)

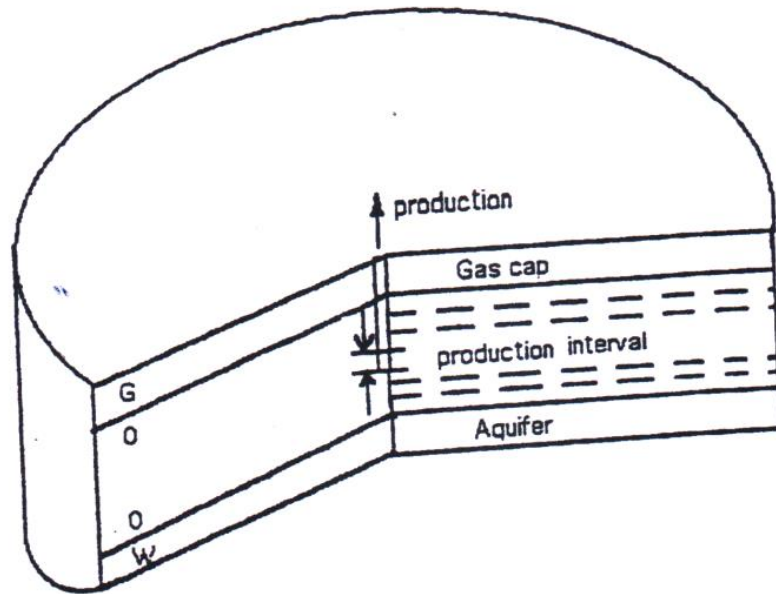


شکل ۱-۱ مکش یکنواخت (Wheatly, 1985)

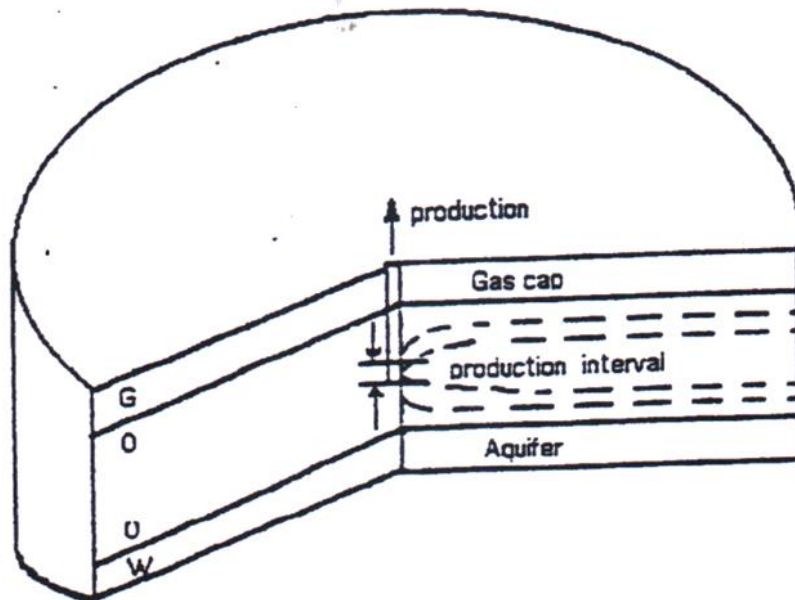
باتوجه به آنچه گفته شد، جابجایی سطح مشترک در نقطه A حداکثر و سپس در نقاط اطراف آن به تدریج کم می‌گردد. بنابراین می‌توان انتظار داشت که سطح تماس همانگونه که بصورت خط چین در شکل (۲-۱) مشاهده می‌شود به صورت یک مخروط در آید.

آنچه که در مورد پدیده مخروطی شدن آب در مخزن روی می‌دهد تا حدودی شبیه فرایندی است که در بالا توضیح داده شد. البته در مخزن به جای مکش، چاه تولیدی قرار دارد که تولید از آن نقش مکش اعمالی را به عهده دارد. لازم به تذکر است که قسمت اعظم تولید از چاه می‌تواند از دیواره های چاه که مشبک شده اند انجام شود، ولی در مدل مذکور مکش فقط به سمت پایین اعمال گردید. بعلاوه دوفاز نفت و آب در بین خلل وفرج‌های موجود در سنگ مخزن قرار دارد. البته وجود همین حفره ها و کانال‌های مویین سبب می‌گردد که به دلیل همین فشارمویینی موجود دوفاز به وسیله یک سطح مشترک که از هم جدا نگردند، بلکه بین دو منطقه آب و نفت یک منطقه انتقالی متشکل از هر دوفاز وجود داشته باشد. با این تصویر باید گفت که پدیده مخروطی شدن آب و گاز یکی از پیچیده ترین مسائل موجود مرتبط با تولید نفت از چاهها و مخازن نفتی می‌باشد.

حال برای آشنایی هرچه بهتر با این پدیده در یک چاه نفتی و در موقعیت یک مخزن نفتی می‌توان به اشکال (۳-۱) و (۴-۱) مراجعه نمود. در این اشکال همانگونه که مشاهده می‌گردد موقعیت یک چاه نفتی مورد بررسی قرار گرفته است. در شکل (۳-۱) تولید نفت بدون مشکل در حال انجام است و پدیده مخروطی شدن اتفاق نمی‌افتد و همانگونه که ملاحظه می‌شود در این حالت سطح برخورد آب و نفت با سپری شدن زمان بصورت افقی به سمت قسمت تولیدی حرکت می‌کند. البته این شکل یک شکل شماتیک است و کمتر در یک مخزن نفتی با آن برخورد می‌کنیم.



شکل ۳-۱ چاه بدون مشکل مخروطی شدن (Wheatly, 1985)



شکل ۴-۱ چاه با مشکل مخروطی شدن (Wheatly, 1985)

در شکل (۴-۱) چاهی که با مشکل مخروطی شدن مواجه است مشاهده می‌شود. در این حالت سطوح برخورد بصورت مخروطی شکل به سمت قسمت تولیدی سازند حرکت می‌کند که در نتیجه

قبل از آنکه آن مقدار نفتی که باید طبق تئوری ومحاسبات از مخزن تولید شود خارج کنیم، آب در چاه نفتی تولید می‌شود (Wheatly, 1985).

همان‌طور که قبلاً بیان شد، گرادیان فشار بین چاه و مخزن موجب می‌شود سطح تماس آب-نفت به سمت دهانه چاه بالا بیاید و شکلی مخروطی پیدا کند. ارتفاع این مخروط آبی به گرادیان فشار، خواص سنگ و سیال بستگی دارد که تمام این فاکتورها در نرخ تولید بحرانی دیده می‌شوند. نرخ تولید بحرانی عبارت است از بیشترین نرخ تولیدی که در دبی‌های بالاتر از آن آب به همراه نفت تولید می‌شود. به عبارتی دیگر نرخ تولید بحرانی همان حداکثر نرخ تولید نفت بدون آب می‌باشد. اگر نرخ تولید چاه از مقدار نرخ تولید بحرانی بیشتر گردد شاهد تولید آب از چاه و کاهش تولید نفت خواهیم بود (Bear, 1972).

مطالعات انجام شده بروی پدیده مخروطی شدن بسیارمتنوع و زیاد می‌باشد. این مطالعات را شاید بتوان به دودسته تقسیم کرد: دسته اول مطالعاتی هستند که قبل از سال ۱۹۷۰ انجام شده‌اند واکثر قریب به اتفاق آنها فقط به روی این پدیده در چاههای عمودی انجام گرفته‌اند. در صورتیکه در دسته دوم که بعد از ۱۹۷۰ انجام شده‌اند، به علت پیشرفت تکنولوژی چاههای افقی، مطالعات هم بروی مخروطی شدن در چاههای عمودی وهم در چاههای افقی انجام گرفت. نکته جالب دیگری که در مطالعات انجام گرفته قابل مشاهده است این است که مطالعات دسته اول که بیشتر بروی چاههای عمودی است عمدتاً تحلیلی ونیز آزمایشگاهی می‌باشند، حال آنکه مطالعات دسته دوم با توجه به سیر تکامل کامپیوترها تحلیلی ونیز عددی هستند که این انتقال نه تنها به علت پیچیدگی مسائل امروزه مهندسی مخزن است، بلکه به علت پیشرفت در تکنولوژی کامپیوترهاست.

یکی از اولین مطالعات انجام شده بروی مخروطی شدن که در مهندسی مخزن بطور نمونه‌ای به-عنوان اولین مطالعه شناخته می‌شود مطالعه ای است که توسط موسکات و وای کوف (۱۹۳۵) انجام شده است. آنها برای اولین بار از طریق تحلیلی نشان دادند که مخروطی شدن آب در تخلیه فشارهای^۱ بزرگ رخ می‌دهد اگر چه این مطالعه براساس فرضیاتی همچون نسبت تحرک‌پذیری مساوی آب و نفت انجام گرفته است که استفاده عملی آنرا کاهش می‌دهد، ولی این کار به عنوان پیشگام در زمینه

^۱-Pressure drawdown

مخروطی شدن شناخته می‌شود. بعدها محققى به نام سوبوسینسكى^۱ (۱۹۶۵) با انجام مطالعات آزمایشگاهی یک رابطه به منظور محاسبه زمان مخروطی شدن آب ارائه داد و با تهیه یک برنامه کامپیوتری فرمولی را به منظور محاسبه ارتفاع مخروط آب ارائه داد. محققى به نام هوی‌لند^۲ (۱۹۸۹) با استفاده از حل تحلیلی روابط موسکات و وای‌کف (۱۹۳۵) روابطی را برای دبی بحرانی به دست آورد. ارشاقی^۳ (۱۹۹۳) نیز بروز پدیده مخروطی شدن آب در مخازن ترکدار را مورد بررسی قرار داد. وی نتیجه گرفت که وجود تراوایی عمودی بزرگ در شبکه شکاف باعث می‌گردد که بروز پدیده مخروطی شدن آب در مخازن ترکدار سریعتر انجام شود. سعدالدین^۴ و همکاران (۱۹۹۵) نیز با انجام تحقیقات آزمایشگاهی دریافتند دریافت که مهم‌ترین عامل اثرگذار بر زمان رسیدن آب به چاه تولیدی اختلاف ویسکوزیته بین آب و نفت می‌باشد. در ایران نیز نعمانی و اسداللهی (۲۰۰۷) با تهیه کردن یک مدل ساده شبیه‌سازی شده از چند چاه واقع در یک مخزن شکافدار به بررسی تحلیلی پدیده مخروطی شدن آب در مخازن شکافدار ایران و عملکرد این پدیده در حالت‌های مختلف آن پرداختند. طباطبایی و قلمبر (۲۰۰۸) نیز بوسیله مدل‌سازی عددی یک مخزن شکافدار، مطالعاتی را بر روی نرخ بحرانی تولید به منظور کمتر کردن اندازه مخروط آبی ایجاد شده در چاه انجام دادند. همچنین گودرزبان و قلمبر (۲۰۱۲) بر روی چندین چاه از میدان نفتی اهواز به انجام مطالعاتی در زمینه مخروطی شدن آب پرداختند. هدف آنها از انجام این مطالعه تحلیل و بررسی پارامترهایی بود که بر روند کاهش یا افزایش میزان نرخ تولید بحرانی در چاههای افقی و نیمه افقی موثر بودند.

همانطور که ملاحظه شد، مطالعاتی که در زمینه پدیده مخروطی شدن آب انجام شده است بیشتر مربوط به خارج از ایران بوده است و همچنین بیشتر بر روی مخازن ماسه‌سنگی مطالعه شده‌اند. در حالی که بیشتر مخازن نفتی ایران از نوع کربناته شکافدار می‌باشند. همچنین در اکثر مطالعات به بررسی تعداد محدودی از عوامل تأثیرگذار در شکل‌گیری پدیده مخروطی شدن آب پرداخته‌اند. از اینرو در این مطالعه سعی شده است تا با بررسی تمام عوامل مهم و تأثیرگذار بر روند وقوع این پدیده یک

¹ -Sobocinski

² -Hoyland

³ - Ershaghi

⁴ -Saadel-Din

مطالعه تحلیلی و جامع در این باره انجام شود و با آنالیز نتایج حاصله بتوان زمان میان‌شکن آب در چاه‌های با عمر کم (که هنوز دچار این پدیده نشده‌اند) را به طور نسبی تشخیص داد.

۱-۲ بیان مسئله

باتوجه به ذخایر عظیم نفت و گاز در ایران و اهمیت اقتصادی و فوق‌العاده این مواد که مهم‌ترین منبع درآمد کشوری باشند اهمیت مسایل مربوط به مهندسی نفت مشخص می‌شود و در این راستا انجام کارهایی جهت جلوگیری از هدر رفتن نفت و غلبه بر مشکلات موجود در این صنعت بسیار مهم به نظر می‌رسد. پدیده مخروطی شدن آب نیز یکی از مسایل و مشکلات مهم و مبتلا به تولید در چاه‌های تولید نفت می‌باشد که بیش از آنچه به نظر می‌آید، در میادین نفتی و چاه‌های موجود شایع است. هم‌اکنون نزدیک به صد سال از شناختن این پدیده می‌گذرد.

اکثر مخازن نفتی در ایران از نوع کربناته شکافدار می‌باشند. این در حالی است که بیش از نیمی از مخازن نفتی دنیا از نوع ماسه‌سنگی هستند و از اینرو درصد مطالعات بر روی مخازن شکافدار کمتر از ماسه‌سنگی است. سرعت سیال در سیستم شکافدار به دلیل تراوایی و تخلخل بسیار زیاد شکاف‌ها بالا می‌باشد که این خود باعث می‌شود پدیده مخروطی شدن آب در این نوع مخازن زودتر اتفاق بیفتد. بدیهی به نظر می‌رسد که ساده‌ترین راه برای جلوگیری از وقوع پدیده مخروطی شدن آب، کاهش دبی تولید نفت است. ولی این روش به دلیل محدودیت‌های اقتصادی که دارد نمی‌تواند روش مناسبی باشد و این خود لزوم ایجاد روش‌هایی دیگر و اقتصادی‌تر برای حل این مشکل را آشکار می‌سازد. اما بدون داشتن درک صحیحی از چگونگی وقوع این پدیده و پارامترهای تأثیرگذار بر آن نمی‌توان به این مهم دست یافت. هم‌چنین یکی دیگر از مشکلاتی که در زمینه مخروطی شدن آب وجود دارد عدم شناخت کافی از تمامی پارامترهای تأثیرگذار بر آن و چگونگی تأثیر هر کدام است که در مطالعات قبلی انجام شده (که در قسمت مقدمه به آنها اشاره گردید) درباره مخازن شکافدار کمتر به این موضوع توجه شده است. تنها با بررسی همه‌جانبه است که می‌توان برنامه‌ریزی دقیق مدیریت مخزن را انجام داد تا این پدیده نامطلوب در مخازن شکافدار کنترل گردد. مطالعه حاضر برای بررسی بخشی از مشکلات مربوط به این موضوع می‌باشد که در ادامه به آن پرداخته می‌شود.

۳-۱ فرضیه‌ها و سؤالات تحقیق

فرضیاتی که برای این تحقیق به کار برده شده است:

- آبران بیشترین سهم را در مکانیزم تولید مخزن دارد.
 - مخزن فاقد کلاهک گازی^۱ می‌باشد.
 - مخزن مورد مطالعه ناهمسانگرد است، یعنی تراوایی افقی و عمودی یکسان نمی‌باشد.
- سؤالات اصلی که در این مطالعه قرار است به آنها پاسخ داده شود:
- چه عواملی در بروز و پیشرفت پدیده مخروطی شدن آب دخیل هستند؟
 - میزان حساسیت پدیده مخروطی شدن نسبت به هر کدام از عوامل به وجود آورنده آن چقدر است؟
 - بهترین روش‌ها از نظر اقتصادی برای کنترل مشکل تولید آب چه روش‌هایی است؟

۴-۱ هدف مطالعه و روش تحقیق

هدف از مطالعه حاضر این است که پس از بررسی پدیده مخروطی شدن آب و معادلات حاکم بر آن، با استفاده از نرم‌افزار شبیه‌ساز Eclipse (Schlumberger, 2009)، این پدیده شبیه‌سازی شود (این نرم‌افزار تحت سیستم ویندوز کار می‌کند) و پارامترهای تأثیرگذار در زمان وقوع این پدیده و دبی بحرانی تولید نفت بررسی گردد و در نتیجه با استفاده از نتایج شبیه‌سازی بتوان تا حد امکان از وقوع زود هنگام پدیده مخروطی شدن آب جلوگیری کرد. در این بررسی از روش سیستم تخلخل دوگانه برای شبیه‌سازی پدیده مخروطی شدن استفاده شده است. این روش بیانگر وجود دو محیط ماتریس و شکاف در محیط متخلخل می‌باشد و به خاطر شکافدار بودن مخزن نفتی مورد مطالعه در این تحقیق مورد استفاده قرار گرفته است. مخزن مورد مطالعه، یکی از مخازن نفتی جنوب کشور می‌باشد. همچنین ۲ چاه از این مخزن به منظور مطالعه پدیده مخروطی شدن آب انتخاب شده است. چاه‌های مورد نظر به صورت قائم حفاری شده‌اند. در یکی از چاه‌ها پدیده مخروطی شدن اتفاق افتاده است و از

¹ - Gas cap

آن برای تحلیل حساسیت پارامترهای مؤثر بر پدیده مخروطی شدن و همچنین برای اعتبارسنجی مدل تهیه شده استفاده می‌گردد. در چاه دوم که دارای عمر تولید کمتر می‌باشد، پدیده مخروطی شدن آب اتفاق نیفتاده است و هدف اصلی، مطالعه این چاه است. با استفاده از نتایج آنالیز چاه اول مشخص می‌شود که چه پارامترهایی در پیشگیری و کنترل این پدیده مؤثرتر و حساس‌تر می‌باشند. در مرحله دوم بهترین ترکیب از این پارامترها برای جلوگیری و یا تأخیر در وقوع پدیده مخروطی شدن آب استفاده می‌شود و همچنین زمان میان‌شکن^۱ آب برای چاه دوم تخمین زده خواهد شد.

۱-۵ ساختار پایان‌نامه

این پایان‌نامه در شش فصل ارائه می‌شود. فصل اول مقدمه و هدف از انجام این مطالعه را بیان می‌کند. در فصل دوم به مرور برخی از مطالعات انجام‌شده در زمینه پدیده مخروطی شدن پرداخته خواهد شد. فصل سوم مختصری از مبانی کلی پدیده مخروطی شدن آب را شامل خواهد شد. در فصل چهارم با استفاده از نرم‌افزار مورد استفاده، مدلی کامپیوتری از این پدیده، شبیه‌سازی و نتایج با نتایج واقعی مقایسه می‌شوند و زمان میان‌شکن آب و دبی بحرانی برای چاه مورد مطالعه تخمین زده خواهد شد. در ادامه در فصل پنجم به بررسی پارامترهای مؤثر بر پدیده مخروطی شدن آب پرداخته می‌شود و در نهایت و با استفاده از نمودار عنکبوتی^۲، میزان تأثیر هر کدام بر روی این پدیده بررسی خواهد شد. در فصل آخر نیز نتیجه‌گیری و پیشنهادات را خواهیم داشت

¹ - Breakthrough time

² - Spider plot

فصل دوم:

مروری بر مطالعات گذشته

۱-۲ مقدمه

همان‌طور که در فصل قبل نیز ذکر شد، مطالعات انجام شده در زمینه پدیده مخروطی شدن آب بسیار متنوع و زیاد می‌باشد. به طور کلی مطالعاتی که در زمینه پدیده مخروطی شدن آب انجام شده است را می‌توان به چند دسته تحلیلی، عددی و آزمایشگاهی تقسیم‌بندی کرد که در ادامه به معرفی و شرح مهم‌ترین این مطالعات که در داخل و خارج از ایران انجام شده است پرداخته می‌شود. البته هرکدام از این روش‌ها فرضیاتی را نیز دارا می‌باشند که باعث ایجاد محدودیت‌هایی نیز می‌شوند که در

انتهای فصل بیان خواهند شد. در خاتمه سعی خواهد شد تا نشان داده شود با وجود این همه مطالعات چه نیازی به مطالعات بیشتر می‌باشد؟

۲-۲ مروری بر مطالعات گذشته

موسکات و وای کف^۱ (۱۹۳۵) طی کاری تحقیقی تئوری مخروطی شدن آب در یک مخزن همگن را بیان نمودند. آنها دریافتند که به هنگام تولید از مخازنی که لایه نفتی نازکی دارند، تولید آب اجتناب‌ناپذیر خواهد بود؛ مگر آنکه دبی تولید بسیار کم گردد که در این صورت نیز از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نخواهد بود.

بیرکس^۲ (۱۹۶۳) زمانی که در منطقه نفتی مسجدسلیمان کار می‌کرد، چگونگی مخروطی شدن آب در مخازن شکافدار را بررسی نمود. او در تحقیقات خود بیان کرد که یکی از روش‌های جلوگیری از مخروطی شدن آب، کاهش دبی تولید می‌باشد. بدین منظور او یک برنامه کامپیوتری تهیه نمود که بوسیله آن فشار سرچاهی مورد نیاز برای جلوگیری از پدیده مخروطی شدن آب محاسبه می‌گردید.

سوبوسینسکی^۳ (۱۹۶۵) یک رابطه به منظور محاسبه زمان مخروطی شدن آب ارائه داد. این محقق ابتدا با استفاده از یک مدل آزمایشگاهی نتایجی در رابطه با پدیده مخروطی شدن آب در یک سیستم شنی را به دست آورد و سپس یک برنامه کامپیوتری تهیه نمود که حرکت سیال دوفازی را در دو بعد شبیه‌سازی می‌کرد. وی در نهایت با استفاده از این برنامه و نتایج آزمایشات انجام شده، فرمولی را به منظور محاسبه ارتفاع مخروط آب ارائه داد.

مونگان^۴ نیز مطالعه‌ای به صورت تئوری و آزمایشگاهی در مورد پدیده مخروطی شدن آب انجام داد (Mungan, 1975). نتایج مطالعات وی نشان داد که در حالتی که طول مشبک کاری چاه، تراوایی عمودی سنگ و فاصله بین چاهها کم گردد، نسبت مقدار آب به نفت تولیدی کاهش می‌یابد. او همچنین نتیجه‌گیری نمود در هنگامی که نسبت نیروی ثقل به نیروی ویسکوز زیاد شود، مقدار آب تولیدی نیز کاهش پیدا می‌کند.

¹ -Muskat & Wyckoff

² -Birks

³ -Sobocinski

⁴ -Mungan

هوان زانگ^۱ (۱۹۸۳) نیز پدیده مخروطی شدن آب را با استفاده از دو مدل تخلخل یگانه و دوگانه بررسی و مقایسه نمود. این محقق نتیجه گیری نمود که بروز پدیده آشام^۲ (جذب) از ناحیه ترک به ماتریس (زمینه) باعث می شود که درصد اشباع آب در قسمت ترک کندتر افزایش پیدا نموده و در طی مخروطی شدن آب در مدت زمان طولانی تری نسبت به سیستم تخلخل یگانه صورت بگیرد.

محققی به نام هوی لند^۳ (۱۹۸۹) با استفاده از دو روش، میزان دبی بحرانی در پدیده مخروطی شدن آب را به دست آورد. در روش نخست با استفاده از حل تحلیلی روابط مسکات و وای کف (۱۹۳۵) دبی بحرانی به دست می آید. در روش دوم با استفاده از یک شبیه ساز عددی و اجراهای متعدد بر روی مدل های مختلف مخزن، دبی بحرانی هر یک از مدل ها به دست می آید. در مجموع این محقق نتیجه گرفت دبی بحرانی در پدیده مخروطی شدن آب به تراوایی نسبی فاز آب و همینطور شکل تراوایی نسبی آب-نفت وابسته نمی باشد. بلکه دبی بحرانی یک رابطه خطی با تراوایی نفت، اختلاف دانسیته بین آب و نفت، ویسکوزیته نفت و ضریب حجمی نفت دارد.

ارشاقی^۴ و همکاران (۱۹۹۳) بروز پدیده مخروطی شدن آب در مخازن ترکدار را مورد بررسی قرار داد. آنها نتیجه گرفتند که وجود تراوایی عمودی بزرگ در شبکه شکاف باعث می گردد که بروز پدیده مخروطی شدن آب در مخازن ترکدار سریعتر انجام شود. وی بر این عقیده هست که در سیستم شکافدار، دو مخروط در سیستم ترک و ماتریس به طور جداگانه به وجود می آید که سرعت حرکت این دو مخروط نسبت به هم بستگی به دبی بهره برداری و خواص مخزن دارد. او نتیجه گرفت که وجود فشار موئینگی و بروز پدیده آشام^۵ در دبی بهره برداری پایین باعث می شود که زمان رسیدن آب به چاه تولیدی به تعویق بیفتد، ولی در دبی بهره برداری بالا اثر فشار موئینگی کمتر می گردد. او دریافت که بر خلاف سیستم های هموزن، در مخازن ترکدار وجود تراوایی زیاد در جهت عمودی و چگونگی قرار گرفتن شکافها در اطراف چاه تولیدی باعث وجود مخروط ناهمگون می گردد و بنابراین

¹ - Huan-zhang

² - Imbibition

³ -Hoyland

⁴ - Ershaghi

⁵ - Imbibition

تلاش در جهت پیش‌بینی زمان ورود آب به چاه تولیدی و یا انتخاب مشبک‌کاری مناسب برای چاه، فایده چندانی نخواهد داشت.

ون گلف- رخت^۱ (۱۹۹۴) با به‌کارگیری یک شبیه‌ساز عددی، پدیده مخروطی‌شدن آب در مخازن شکافدار را مورد بررسی قرار داد. وی سعی نمود به سوالات زیر پاسخ دهد:

- مشخصات اصلی مکانیزم مخروطی‌شدن آب در مخازن شکافدار چیست؟
- تا چه درجه‌ای دبی بحرانی در مخازن شکافدار شبیه مخازن معمولی می‌باشد؟
- قوانین حاکم بر پدیده مخروطی‌شدن آب در مخازن شکافدار که با دبی بیش از دبی بحرانی بهره‌برداری شود چیست؟

این محقق نتیجه‌گیری نمود میزان دبی بحرانی در مخازن شکافدار و معمولی بوسیله نیروهای یکسانی کنترل می‌شود. او جزو اولین کسانی است که از پدیده "مخروطی‌شدن معکوس"^۲ یاد نموده است. در آن حالت چاه در نزدیکی سطح تماس آب نفت و حدود یک تا دو متر در ناحیه آب مشبک-کاری می‌گردد. نتایج شبیه‌سازی این محقق نشان می‌دهد که در مخازن ترکدار عمق مشبک‌کاری در لایه نفتی اثر چندانی بر روی میزان برش آب^۳ نخواهد داشت.

سعدالدین^۴ و همکاران (۱۹۹۵) مسئله مخروطی‌شدن آب در مخازن ترکدار را مورد بررسی قرار دادند. وی در این تحقیق از روش آزمایشگاهی و تئوریک به صورت هم‌زمان استفاده نمود. نتایج کار وی در مورد سیستم دارای شکاف منفرد هم‌خوانی خوبی نشان داد. این محقق طی سه مرحله تحقیقات خویش را به پیش برد: در مرحله نخست سعی شد یک رابطه تئوریک به منظور محاسبه دبی بحرانی تولید در سیستم دارای شکاف منفرد به دست آید. در مرحله دوم اثر فشار مؤینگی بر روی دبی بحرانی تولید مورد بررسی قرار گرفت. مرحله سوم کار وی، به‌کارگیری رابطه تئوریک به دست آمده به منظور محاسبه دبی بحرانی تولید در سیستم‌های دارای چندین شکاف بوده است. در نهایت در مرحله چهارم زمان رسیدن آب به چاه تولیدی محاسبه شده است.

1 - VanGolf-Racht

2 -Reverse Coning

3 - Water cut

4 -Saad El-Din

وی هم‌چنین دریافت که مهم‌ترین عامل اثرگذار بر زمان رسیدن آب به چاه تولیدی اختلاف ویسکوزیته بین آب و نفت می‌باشد.

منوآر^۱ (۱۹۹۵) مطالعاتی را بر روی چگونگی اندازه‌گیری سرعت بحرانی نفت در چاههای عمودی و افقی انجام داد. بدین صورت که ایشان پس از شبیه‌سازی عددی و حل عددی معادلات جریان، سرعت بحرانی که منجر به وقوع پدیده مخروطی‌شدن می‌شود را اندازه‌گیری کرده و سپس به بررسی تاثیر عواملی هم‌چون: طول چاه، نسبت ناهمسانگردی (α)، هندسه مخزن و نسبت تحرک‌پذیری سیالات مخزن بر روی مقدار سرعت بحرانی پرداخت.

$$\alpha = \sqrt{\frac{K_v}{K_h}} \quad (1-2)$$

ایشان هم‌چنین بر خلاف مطالعات قبلی که سرعت بحرانی مخروطی‌شدن در چاههای افقی را تابع مستقیمی از نسبت ناهمسانگردی می‌دانستند، دریافت که این قضیه فقط برای $0/5 < \alpha < 1$ صادق است و برای $0/1 < \alpha < 0/01$ سرعت بحرانی مخروطی‌شدن تابعی معکوس از نسبت ناهمسانگردی می‌باشد. ایشان هم‌چنین بیان نمود که سرعت بحرانی در چاههای عمودی نسبتی معکوس با نسبت ناهمسانگردی دارد و هم‌چنین رابطه بین این دو در چاههای نیمه افقی تقریباً رفتاری بین حالت افقی و عمودی دارد.

زایتون^۲ (۱۹۹۹) در مورد کاهش میزان تولید آب همراه نفت با استفاده از تزریق پلیمر مقاله‌ای منتشر نمود. ایشان در این مقاله عنوان نمود که برخی مواد پلیمری قادر به کاهش تراوایی نسبی آب شده و در نتیجه آب تولیدی کاهش می‌یابد. به عقیده ایشان مهمترین عامل در موفقیت این کار، تعیین دقیق محل تزریق مواد پلیمری در مخزن است.

ریکام^۳ (۲۰۰۰) اثر پدیده مخروطی‌شدن آب بر کارایی چاههای عمودی و افقی را بررسی نمود. ایشان با استفاده از یک شبیه‌ساز عددی نفت سیاه، این بررسی را بر روی میدان هسی رمل^۴ در الجزایر انجام داد. در بررسی‌های انجام شده توسط این محقق اهداف زیر مد نظر بوده است :

¹ -Menouar

² -Zaitoun

³ -Recham

⁴ - Hassi Rmel

- مشخص نمودن پارامترهای مهم در بروز پدیده مخروطی شدن آب در چاههای عمودی و افقی
- به دست آوردن یک رابطه تجربی به منظور پیش‌بینی دبی بحرانی تولید و زمان میان‌شکن در چاههای عمودی و افقی

- مشخص نمودن دبی تولید بهینه در چاههای عمودی و افقی
نتایجی که از این مطالعه انجام شد به شرح زیر خلاصه می‌شوند:
- در مخازنی که نفت سنگین وجود داشته باشد احتمال بروز پدیده مخروطی شدن آب بیشتر می‌باشد.
- در صورت افزایش طول چاههای افقی میزان نفت تولیدی بیشتر و زمان میان‌شکن افزایش می‌یابد.

نعمانی و اسداللهی (۲۰۰۷) نیز با تهیه کردن یک مدل ساده شبیه‌سازی شده از چند چاه واقع در یک مخزن شکافدار به بررسی تحلیلی پدیده مخروطی شدن آب در مخزن شکافدار ایران و عملکرد این پدیده در حالت‌های مختلف آن پرداختند. آنها در مرحله اول یک مدل شبیه‌سازی شده از یک چاه واقع در یک مخزن شکافدار ساختند و برای بررسی یک پارامتر، سایر پارامترهای دیگر را ثابت فرض کرده و تمامی پارامترها (ضخامت لایه نفتی، تراوایی شکاف، نرخ تولید، نسبت تحرک‌پذیری و تراوای ماتریس) را به این صورت آنالیز کردند. در مرحله دوم، مدل چندچاهی آنها در ابتدا با پنج چاه طراحی و در نرخ تولیدهای متفاوت آزمایش شد و سپس یک مدل با سه چاه ساخته شد و در نهایت با بررسی عملکرد مدل‌های تک‌چاه و چندچاه نتایج زیر حاصل شد:

۱- پارامترهایی مانند: عمق نفوذ چاه، ضخامت لایه نفتی، تراوایی شکاف، نرخ تولید، نسبت تحرک‌پذیری، توانایی ذخیره‌سازی شکاف و تراوایی ماتریس اثر قابل ملاحظه‌ای بر روی پدیده مخروطی شدن آب در مخزن شکافدار دارند.

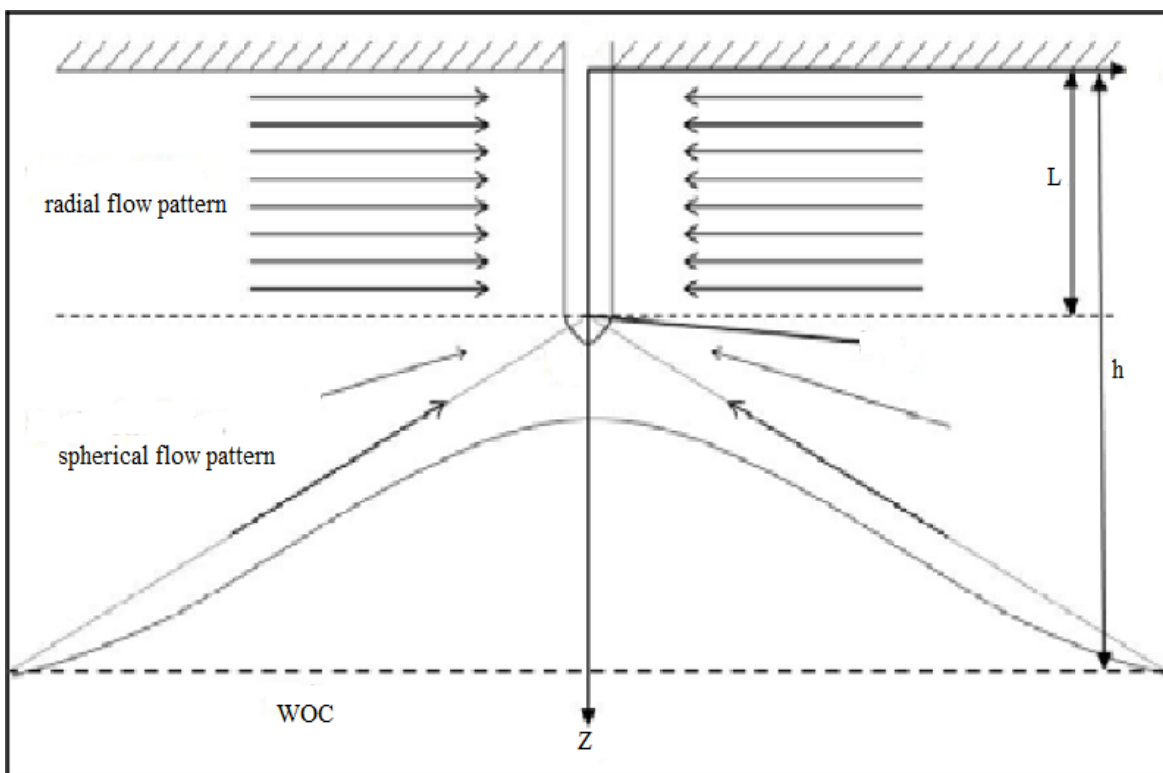
۲- پارامترهایی مانند: قدرت لایه آبی، فاصله بازشدگی شکاف و اثر ضریب پوسته^۱ تاثیر قابل ملاحظه‌ای بر روی پدیده مخروطی شدن آب در مخزن شکافدار ندارند.

¹ - Skin factor

۳- تغییر فشار و سایر عوامل مربوط به مخروطی شدن آب، بر شکل و اندازه و ارتفاع مخروط آب ایجاد شده در چاههای اطراف موثر است و باید در شبیه‌سازی یک چاه به چاههای اطراف نیز توجه کرد.

البته مدل آنها محدودیت‌هایی مثل بررسی نکردن خصوصیات سیال مخزن مانند گرانیروی نفت و یکسان فرض کردن تراوایی افقی و عمودی ماتریس را شامل می‌شود.

طباطبایی و قلمبر (۲۰۰۸) بوسیله مدل‌سازی عددی یک مخزن شکافدار، مطالعاتی را بر روی نرخ بحرانی تولید به منظور کمتر کردن اندازه مخروط آبی ایجاد شده در چاه انجام دادند. آنها برای افزایش دقت در محاسبات خود در قسمت تولید سیال از مدل ترکیبی شعاعی/استوانه‌ای یا مدل موسوم به RSC^1 استفاده کردند. همچنین در مدل آنها این طور فرض شده بود که مخزن از بالا به صورت جزئی تکمیل شده است. شمایی از مدل مذکور که برای جریان سیال در مخزن طراحی شده است در شکل (۱-۲) آورده شده است.



شکل ۱-۲ مدل ترکیبی شعاعی / استوانه‌ای یا مدل موسوم به RSC (طباطبایی و قلمبر، ۲۰۰۸)

آنها سپس با مطالعه بر روی قوانین حاکم بر چگونگی جریان سیال در مخزن، روابط ریاضی جدیدی را به منظور محاسبه مقدار نرخ بحرانی تولید توسعه دادند. به عقیده آنان میزان نرخ تولید بحرانی (q_c) برابر است با مجموع جریان‌های شعاعی و استوانه‌ای در چاه هنگامی که مخروط آب به پایین‌ترین نقطه چاه می‌رسد. روابط آنها به صورت زیر می‌باشند:

$$q_c = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_h \Delta \gamma (h - L - r_w)}{\mu \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)} \times \left[\frac{h - L}{\sqrt{r_e^2 + (h - L)^2}} + \frac{L \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] \quad (۲-۲)$$

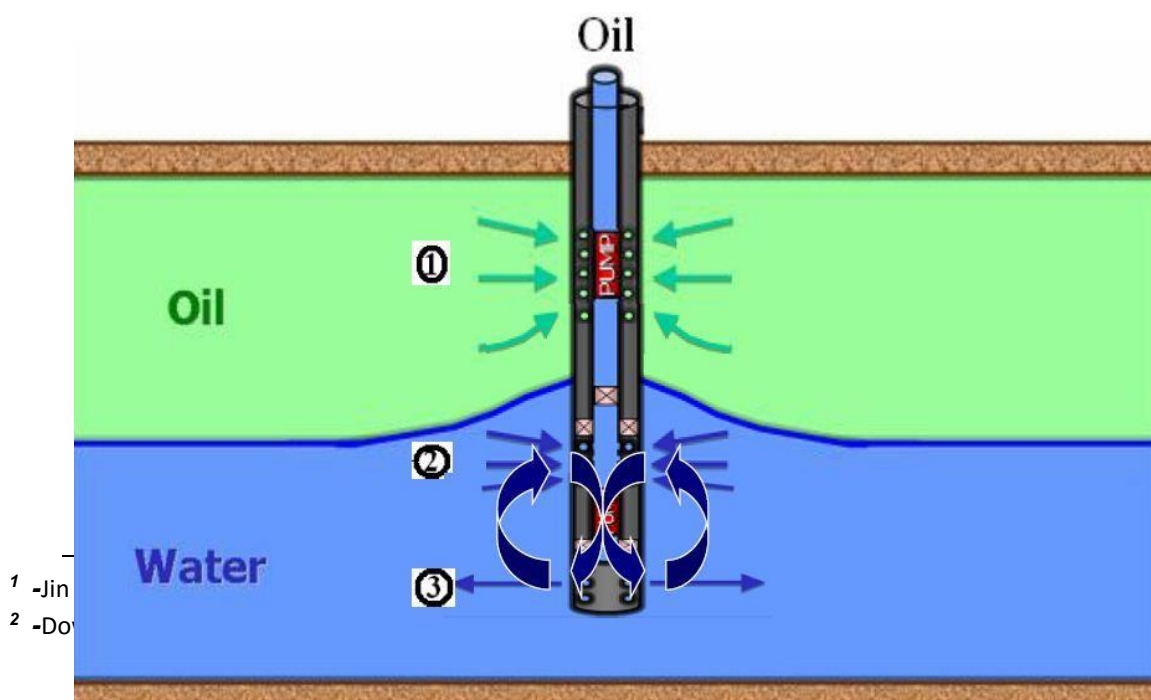
که در آن k_h بیانگر تراوایی افقی و $\Delta \gamma$ معادل اختلاف گرادیان فشار بین نفت و آب می‌باشد. پارامتر x_{opt} نیز که معرف میزان بهینه مقدار x یعنی همان مقدار نفوذ جزئی چاه (برابر نسبت طول تکمیل شده چاه به ضخامت کل لایه نفتی که معادل همان طول بهینه تکمیل چاه است.) است، از حل معادله زیر به دست می‌آید:

$$\left[\frac{h(1 - x_{opt})}{\sqrt{r_e^2 + h^2(1 - x_{opt})^2}} + \frac{hx_{opt} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] - \left(h(1 - x_{opt}) - r_w \right) \left[\frac{-r_e^2}{\left(r_e^2 + h^2(1 - x_{opt})^2 \right)^{\frac{3}{2}}} + \frac{\left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] = 0 \quad (۳-۲)$$

در روابط بالا r_e و r_w به ترتیب بیانگر شعاع دیواره چاه و شعاع مخزن می‌باشند. و L نیز طول چاه

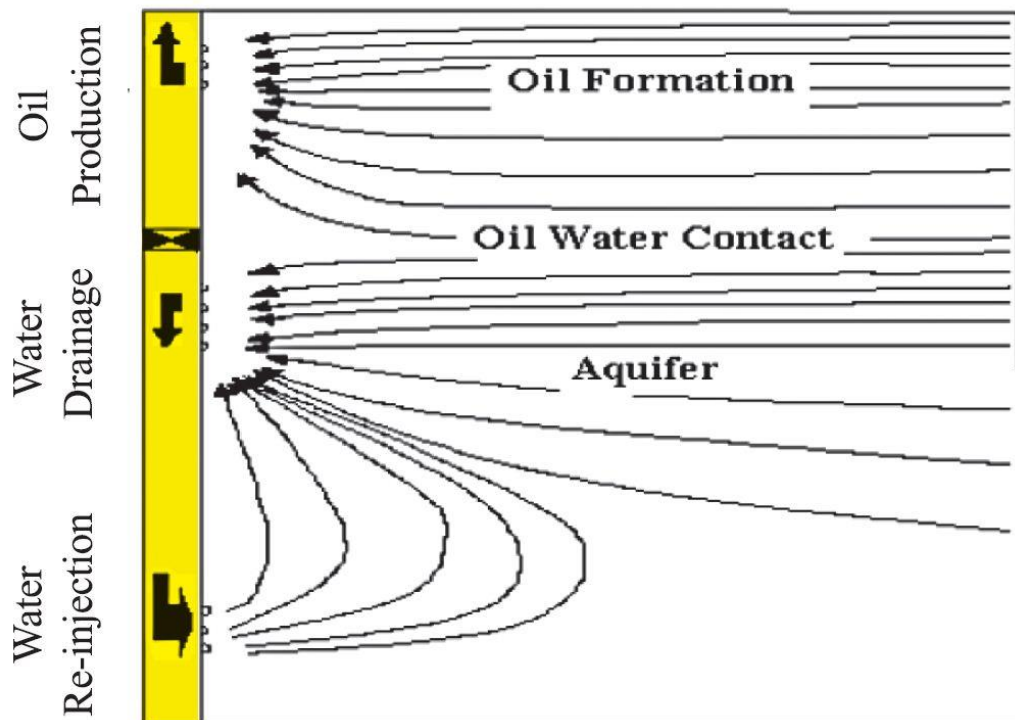
می‌باشد.

جین^۱ (۲۰۰۹) به بررسی تحلیلی و امکان سنجی یکی از تکنولوژی‌های کنترل آبدهی چاه به نام (DWL)^۲ در مخازن نفتی تحت رانش آب پرداخت. مبنای کار در این روش، تولید آب از زیر سطح تماس آب و نفت و تزریق مجدد آن به لایه آبی می‌باشد تا علاوه بر جلوگیری از وقوع پدیده مخروطی شدن آب، فشار این مخازن نیز حفظ شود. همان طور که در شکل (۲-۲) مشاهده می‌شود، این روش شامل یک تکمیل چاه دوگانه می‌باشد که یک قسمت آن (بخش ۱) در لایه نفتی است و نفت از این قسمت تولید و به سطح ارسال می‌شود. قسمت دیگر در زیر سطح تماس آب و نفت قرار گرفته (بخش ۲) و آب موجود در این قسمت را تولید کرده و به وسیله ابزار مخصوص به لایه‌های زیرین آبی (بخش ۳) تزریق می‌کند.



شکل ۲-۲ تکمیل چاه با تکنولوژی DWL (Jin , 2009)

در شکل (۳-۲) نیز توزیع دوبعدی جریان آب و نفت در سیستم DWL نیز نشان داده شده است:



شکل ۳-۲ نمودار دوبعدی جریان‌های نفت و آب از مخزن به دهانه چاه (Jin , 2009)

وی بعد از طراحی یک مدل تحلیلی برای نشان دادن عملکرد این نوع سیستم، به بررسی روابط حاکم بین طراحی DWL و متغیرهای عملیاتی همچون: نرخ تولید نفت، میزان نرخ تولید بحرانی، نرخ تزریق آب و آب تخلیه شده از سطح تماس آب و نفت پرداختند. در نهایت از این مدل برای توصیف نتایج استفاده از DWL در چاههای معمولی استفاده کردند. البته وی برای طراحی مدل خود از فرضیات زیر استفاده نمود:

- ۱- مخزن نفتی تحت رانش آب است؛ یعنی مکانیزم تولید نفت از طریق فشار سفره آبی است.
- ۲- جریان سیال به صورت پایدار و شعاعی است و از قانون دارسی پیروی می‌کند.
- ۳- تراوایی در جهت شعاعی ثابت است.

- ۴- قسمت تکمیل لایه نفتی در بالاترین نقطه قسمت نفتی است.
- ۵- مخزن دارای کلاهدک گازی نمی‌باشد.
- ۶- مخزن دارای قسمت حد واسط آب و نفت نمی‌باشد.
- نتایج حاصله از تحقیقات ایشان به قرار زیر می‌باشد:
- ۱- استفاده از روش DWL در مقابل تکمیل معمولی چاه، باعث افزایش نرخ بحرانی تولید نفت می‌شود.

- ۲- با کاهش فاصله بین نقطه برداشت آب و نقطه تزریق آب علاوه بر افزایش نرخ بحرانی تولید نفت، امکان استفاده از این روش در مخازن نفتی با لایه آبی کوچک و کم‌ارتفاع را نیز میسر می‌سازد.
- ۳- استفاده از روش DWL علاوه بر افزایش نفت قابل بازیافت از مخزن، باعث کاهش آلودگی محیط زیست و سفره‌های آب زیرزمینی از طریق نگاه‌داشتن آب مخزن می‌شود.

پرز مارتینز^۱ (۲۰۱۲) مطالعاتی را بر روی مخازن کربناته شکافدار به منظور بررسی پدیده مخروطی شدن آب انجام داد. بدین منظور او بوسیله نرم‌افزار Eclipse مدلی دایره‌ای یا شعاعی از مخزن مورد نظر تهیه نمود و تاثیر سیمانکاری چاه را بر روی پدیده مخروطی شدن آب بررسی کرد. نتیجه مطالعه نشان می‌دهد که این پدیده می‌تواند در تمام چاه‌های با سیمانکاری ضعیف و خوب اتفاق بیفتد. همچنین وی با بررسی این پدیده، رابطه‌ای را به منظور تعیین حداکثر ارتفاع قابل قبول مخروط آب (یعنی همان ارتفاع مخروط پایدار) ارائه دادند که در زیر آورده شده است:

$$h_{wc} = (9.721 + F_{bc}) \left(\frac{q_o B_o \mu_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{k_f \Delta \gamma_{wo}} \right)^{0.5} \quad (۸-۲)$$

در روابط بالا r_e و r_w به ترتیب بیانگر شعاع دیواره چاه و شعاع مخزن می‌باشند. B_o معادل ضریب حجمی نفت سازند (نسبت حجمی یک بشکه نفت در شرایط مخزن به شرایط سطح زمین) است. q_o و μ_o نیز به ترتیب بیانگر دبی تولیدی نفت و گرانیوی نفت می‌باشند. همچنین k_f بیانگر تراوایی شکاف و $\Delta \gamma_{wo}$ معادل اختلاف دانسیته آب و نفت می‌باشند. F_{bc} نیز همان ثابت بدون بعد برای سیمانکاری چاه می‌باشد که در درجات مختلف سیمانکاری چاه مقدار آن فرق می‌کند. مقدار این ثابت برای

¹ -Perez-Martinez

چاههای بدون سیمانکاری یا سیمانکاری ضعیف معادل ۰/۲۱۷ و برای چاههای با سیمانکاری قوی معادل صفر است. همچنین ایشان با استفاده از فرمول بالا و سایر روابط دیگر، زمان لازم برای تشکیل حداکثر ارتفاع قابل قبول مخروط آب (h_{wc}) و همچنین حداقل فاصله بین بازه‌های مشبک‌کاری و سطح تماس آب و نفت به منظور جلوگیری از تولید آب به همراه نفت را به دست آوردند. همچنین او بیان کرد که در محیط‌های شکافدار، نیروهای ویسکوز و ثقلی به عنوان اصلی‌ترین عامل‌های وقوع پدیده مخروطی‌شدن آب می‌باشند.

گودرزیان و قلمبر (۲۰۱۲) بر روی چندین چاه از میدان نفتی اهواز به انجام مطالعاتی در زمینه مخروطی‌شدن آب پرداختند. هدف آنها از انجام این مطالعه تحلیل و بررسی پارامترهایی بود که بر روند کاهش یا افزایش میزان نرخ تولید بحرانی در چاههای افقی و نیمه افقی موثر بودند. آنها در تحقیقات خود بیان کردند که مزایای یک چاه افقی یا نیمه افقی بر چاه عمودی به عواملی همچون: طول چاه، زاویه کج‌شدگی چاه و تراوایی عمودی و شعاعی در اطراف چاه بستگی دارد. آنها با بررسی فاکتور ضریب حجمی سازند^۱ برای چند چاه افقی به این نتیجه رسیدند که افزایش این فاکتور که بیانگر نسبت حجم یک بشکه نفت داخل مخزن به حجم همان نفت بر روی سطح است، باعث کاهش قابل ملاحظه نرخ بحرانی تولید و در نهایت موجب زودتر اتفاق افتادن مخروطی‌شدن آب می‌شود؛ به طوری که تقریباً برای اکثر چاههای مورد بررسی، افزایش ۰.۱ bbl/STB در میزان ضریب حجمی سازند باعث کاهش ۲۴۸۰ bbl/day در میزان نرخ بحرانی تولید می‌شود.

۲-۳ جمع‌بندی مطالب و ضرورت مطالعه

همانطور که ملاحظه شد، مطالعاتی که در زمینه پدیده مخروطی‌شدن آب انجام شده است بیشتر مربوط به خارج از ایران بوده است. هم چنین با توجه به اینکه اکثریت مخازن نفتی دنیا مخازن ماسه-سنگی هستند، مطالعات انجام شده نیز بر روی این نوع از مخازن می‌باشد. هم چنین به دلیل اینکه مخازن ماسه‌سنگی مخازنی بدون شکاف و همگن می‌باشند، مطالعات یاد شده نیز با این فرض انجام شده‌اند. در حالی که تقریباً بیشتر مخازن نفتی ایران از نوع کربناته و شکافدار هستند. درجه ناهمگنی و ناهمسانگردی در این مخازن نیز به دلیل وجود دو محیط ماتریس و شکاف بسیار زیاد می‌باشد. از

¹ -Formation Volume Factor

طرفی در بیشتر مطالعاتی که در کشورمان در این زمینه انجام شده است، به بررسی تعداد محدودی از عواملی که در وقوع این پدیده دخیل هستند پرداخته شده است. از پارامترهایی که تأثیر آنها بر روی این پدیده کمتر لحاظ شده است، می‌توان به فشار موئینگی و نفت‌دوست بودن^۱ یا آب‌دوست بودن^۲ سنگ مخزن نام برد که تأثیر زیادی نیز بر روی مخروطی شدن آب دارند. لذا در این مطالعه سعی شده است تا با بررسی تمام عوامل مهم و تأثیرگذار بر روند وقوع این پدیده یک مطالعه تحلیلی و جامع انجام شود و با آنالیز نتایج حاصله بتوان زمان میان‌شکن آب در چاههای با عمر کم (که هنوز دچار این پدیده نشده‌اند) را به طور نسبی تشخیص داد. به همین منظور شبیه‌سازی این پدیده در یکی از میادین نفتی جنوب کشور انجام خواهد شد. میدان مورد مطالعه از نوع کربناته شکافدار می‌باشد که از درجه ناهمگنی بسیار بالایی نیز برخوردار می‌باشد. قسمت عمده سنگ مخزن این میدان (حدود ۶۰٪) از جنس دولومیت و آهک‌های بشدت دولومیتی شده به همراه تکه هائی از انیدرید می‌باشد. حدود ۳۰٪ آهک و حدود ۱۰٪ آهک دولومیتی ماسه ای در این مخزن نیز وجود دارد. لایه های نازکی از شیل و مارن نیز در اکثر لایه‌ها به خصوص قسمت شمال غربی مخزن دیده می‌شوند. همچنین ۲ چاه از این میدان به منظور مطالعه پدیده مخروطی شدن آب انتخاب شده است. چاه‌های مورد نظر به صورت قائم حفاری شده‌اند. در یکی از چاه‌ها پدیده مخروطی شدن اتفاق افتاده است و در چاه دوم این پدیده هنوز اتفاق نیفتاده است. از نتایج چاه اول برای تحلیل حساسیت پارامترهای مؤثر بر پدیده مخروطی شدن و همچنین برای اعتبارسنجی مدل نرم‌افزاری تهیه شده استفاده می‌گردد. پس از اعتبارسنجی مدل نرم‌افزاری، زمان میان‌شکن آب و دبی بحرانی نفت برای چاه دوم تخمین زده می‌شود. در نهایت نیز بوسیله نمودار عنکبوتی، تمامی پارامترهای مؤثر بر پدیده مخروطی شدن به صورت همزمان حساسیت‌سنجی خواهند شد.

¹ - Oil wet

² - Water wet

فصل سوم:

مبانی پدیده مخروطی شدن آب

۳-۱ مقدمه

در طی دوره های طولانی زمین شناسی، سیالات مخزنی (نفت، گاز و آب) تحت یک فشار استاتیک تعادلی^۱ قرار گرفته اند. تلاش برای خارج ساختن نفت از مخزن سبب ایجاد کاهش فشار نزدیک دیواره چاه می شود و اگر کاهش فشار ایجاد شده از اختلاف فشار هیدرواستاتیک بین نفت و آب بیشتر شود، باعث وقوع پدیده مخروطی شدن آب می شود. به طور کلی در توزیع جریان سیالات در اطراف چاه سه نوع نیرو دخالت دارند: نیروهای موئینگی، نیروهای گرانشی (ثقلی) و نیروهای ویسکوز (نیروی دینامیک) و در واقع تعادل بین این سه نیرو است که باعث ثابت ماندن سطح تماس آب و نفت می -

^۱ - Gravity-capillary equilibrium

شود. از این رو در این فصل سعی بر آن است تا با بیان مفهوم و ذکر مبانی ریاضی این پدیده بتوان به درک درستی از آن رسید. سپس در ادامه به تشریح دلایل وقوع این پدیده پرداخته می‌شود و در انتهای فصل مختصری درباره مخازن شکافدار بحث خواهد شد.

۲-۳ تئوری پدیده مخروطی شدن آب

در حالت کلاسیک یک مخزن نفتی هموزن دارای منطقه آبی در پایین و یک منطقه گازی در بالا و یک چاه عمودی در درون آن می باشد. همانگونه که قبلاً گفته شد سطح برخورد آب و نفت به شکل تقریبی یک مخروط به سمت بالا حرکت می کند و بنابراین کلمه مخروطی شدن به آن اطلاق می شود. در حالت چاه افقی این سطح برخورد به شکل زین اسبی یا هلالی شکل بالا می آید که در نتیجه کلمه زین اسبی شدن^۱ برای آن بکار می رود. بطور کلی چه در چاههای افقی و چه در چاههای عمودی همان کلمه مخروطی شدن برای هر دو حالت استفاده می شود (Bear, 1972).

مخروط بوجود آمده ممکن است به دو شکل وجود داشته باشد (Ahmed, 2000) :

۱) مخروط پایدار^۲

۲) مخروط ناپایدار^۳

مخروط پایدار هنگامی اتفاق می افتد که :

الف) از چاه تحت یک دبی ثابت و پایین بهره برداری شود.

ب) گرادیان فشار در منطقه زهکش^۴ ثابت باشد.

ج) گرادیان فشار جریانی از نیروهای ثقلی کوچکتر باشد.

¹- Cresting

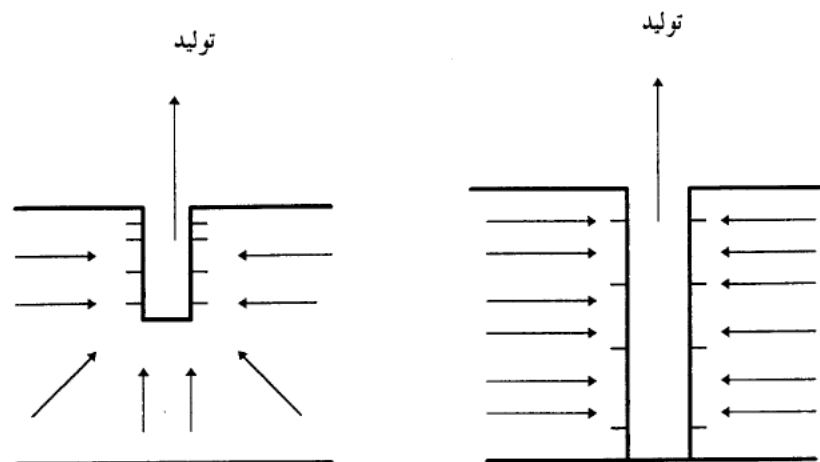
²- Stable cone

³-Unstable cone

⁴-Drainage area

وقتی که گرادیان فشار جریانی به اندازه لازم بزرگ شود تا بتواند بر نیروهای ثقلی غلبه کند، آب یک مخروط ناپایدار را شکل می‌دهد.

در اینجا لازم است که بحثی را در باره مکانیزم تشکیل و پیش‌روی مخروط آب با توجه به شکل (۱-۳) آغاز کنیم (Wheatly, 1985). اگر مطابق شکل (۳-۱-الف) یک چاه تولیدی تمام ضخامت یک سازند نفتی که فاقد کلاهک گازی در بالا و آبد در پایین آن باشد را در برگیرد و تولید نیز از تمام قسمت‌های آن انجام شود (که البته عملاً با چنین حالتی مواجه نمی‌شویم) جریان نفت از مخزن به چاه بصورت کاملاً شعاعی موازی خواهد بود که حاکی از وجود گرادیان فشاری در امتداد افقی می‌باشد. اما وقتی که چاه تولیدی فقط در بخشی از سازند نفوذ کرده باشد^۱، علاوه بر جریان شعاعی که در قسمت‌های بالایی و میانی سازند خواهیم داشت در بخش‌های پایینی چاه و ته چاه جریان غیر شعاعی که تا حدودی شبیه جریان کروی است برقرار خواهد شد. شکل (۳-۱-ب)، خطوط جریان را به صورت شماتیک در این حالت نشان می‌دهد. تأثیر موضعی که نفوذ جزئی در سازند آن موجب گردیده است، حاکی از وجود یک گرادیان فشاری دیگر در امتداد عمود بر مخزن می‌باشد. طبیعی است که مقدار این گرادیان نیز در نزدیکی چاه حداکثر باشد.

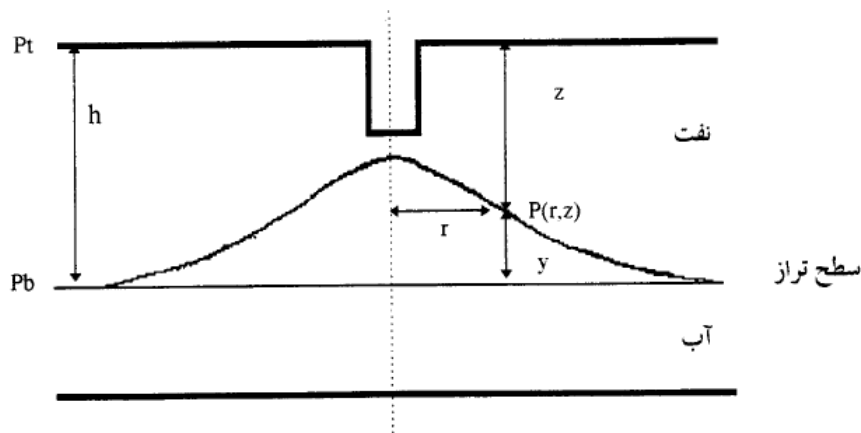


^۱-Partially penetration

(Wheatly, 1985) (ب) تکمیل چاه بصورت جزئی

شکل ۳-۱ الف) تکمیل چاه بصورت کامل

حال اگر مطابق شکل (۳-۲) فرض کنیم که در زیر لایه نفتی که چاه تولیدی در بخشی از آن نفوذ کرده است یک لایه آب نیز وجود داشته باشد، وجود همان تأثیر موضعی نفوذ جزئی چاه و یا به عبارت دیگر وجود گرادیان فشار غیر واقعی که در بالا توضیح داده شد نیروی رانش اصلی در ایجاد پدیده مخروطی شدن آب می گردد.



شکل ۳-۲ شمای حرکت آب به سوی چاه در حالت مخروطی شدن (Wheatly, 1985)

برای توضیح بیشتر مطابق شکل (۳-۲) حالتی را در نظر می گیریم که چاه با یک دبی ثابت شروع به تولید کند. تولید از چاه سبب می گردد که موج فشار حاصله به تدریج در داخل مخزن پیشرفت نماید.

همانطور که در شکل نیز دیده می شود، فرض می شود در ابتدا فشار سیال در بالای لایه نفتی برابر با P_t و در پایین لایه نفتی که در واقع همان سطح مشترک آب و نفت است برابر P_b بوده است. بدیهی است اختلاف بین این دو برابر $\rho_o g h$ است که در آن ρ_o دانسیته نفت، g شتاب ثقلی و h ضخامت لایه نفتی می باشد. از طرف دیگر می دانیم که رسیدن موج فشاری که در بالا بدان اشاره گردید به یک نقطه به معنای کاهش فشار آن نقطه می باشد. از این رو طبیعی است که انتظار داشته باشیم پس از مدتی (وقتی که موج فشاری به سطح مشترک آب و نفت رسید) فشار سطح تراز از مقدار اولیه خود P_b کاهش یابد. همین مسئله سبب جابجایی سطح آب به اندازه ای می گردد که افت فشار بوجود آمده

برابر با اختلاف فشار هیدرو استاتیک $y.g.(p_w-p_o)$ مربوط به ستونی از آب که به اندازه y بالا آمده است بشود بطوریکه تعادل استاتیک برقرار گردد، یعنی در نهایت باز فشار در سطح تراز اولیه برابر P_b گردد. در اینجا نیز سطح برآمده آب بصورت یک مخروط خواهد بود. بعد از ایجاد تعادل مجدد در سطح مشترک رابطه زیربرای هر نقطه از این سطح صادق خواهد بود :

$$P(r, z) + \rho_w g(h - z) = P_b \quad (1-3)$$

و یا در نتیجه :

$$P(r, z) + \rho_w g y = P_b \quad (2-3)$$

پیش از شروع تولید از مخزن سیالات مخزنی تحت شرایط تعادل قرار دارند. اما با شروع تولید در همه جهات گرادیان غیر یکنواخت فشار ایجاد می شود. با افزایش سرعت سیال و هدر رفتن انرژی چاه، تغییر توزیع سطح تماس دو سیال یا همان WOC در مخازن نفتی روی می دهد و آب می تواند به طرف بازه مشبک کاری شده جریان یابد. مدت زمانی که طول می کشد تا آب به بازه تولیدی چاه برسد زمان میان شکنی¹ نام دارد. در توزیع جریانی سیالات در اطراف چاه سه نوع نیروی موئینگی، گرانشی (ثقلی) و ویسکوز(نیروی دینامیک) دخالت دارند و در واقع تعادل بین این سه نیرو است که باعث ثابت ماندن سطح تماس آب و نفت می شود(Ahmed , 2000).

۳-۳ دلایل مشکل تولید آب

مهم ترین مشکلات تولید آب را می توان به چند دسته از جمله مشکلات تکمیلی چاهها و مخزنی تقسیم بندی کرد(Aminian,2002):

۱-۳-۳ مشکلات تکمیل چاهها

گاهی اوقات تکمیل چاهها در نزدیکی سطح تماس هیدروکربن- آب یا نزدیک آن و همچنین مشبک کاری های انجام شده در بالای سطح تماس آب - هیدروکربن می تواند باعث تولید آب به

¹ - Breakthrough time

صورت مخروطی شدن گردد. همچنین تکمیل چاهها در لایه‌هایی که درجه اشباع آب در آنها بیش از درجه اشباع آب همزاد باشد نیز باعث تولید آب سازند می‌گردد.

همچنین شکاف‌های طبیعی یا القایی سنگ‌های دیواره چاه می‌توانند باعث ایجاد کانال بین چاه‌ها و انتقال آب گردند. اشتباه در انجام عملیات شکاف القایی مانند شکاف هیدرولیکی، باعث ایجاد اتصال بین دهانه چاه و لایه آبی می‌گردد. اگر عملیات ایجاد شکاف در یک چاه تولیدی با دقت صورت نگیرد ممکن است شکافها در لایه آبی باز شوند و انتقال آب توسط شکاف‌های مذکور منجر به تولید آب می‌گردد.

۳-۲-۳ مسایل مخزنی

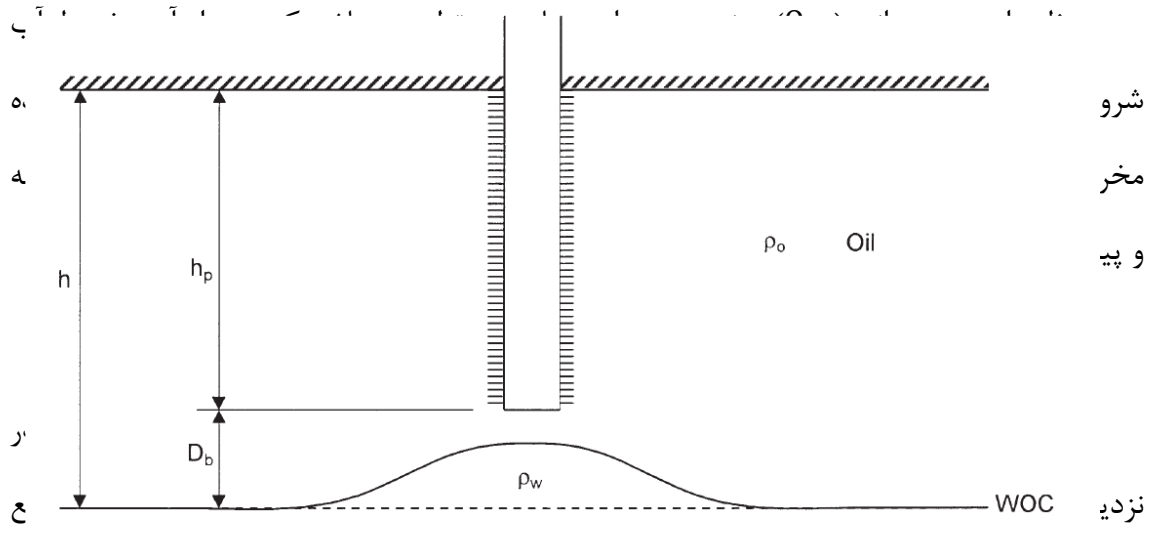
در لایه‌هایی با نفوذ پذیری بالا، آب در این لایه‌ها نفوذ کرده و سریعتر از هیدروکربن سایر لایه‌ها خود را به دهانه چاه می‌رساند. این موارد بیشتر در حالتی که مکانیسم تولید از مخزن رانش آب یا سیلابزنی با آب است انجام می‌گیرد (Aminian, 2002). کانالیزه شدن آب در این حالت عمدتاً به واسطه ناهمگن بودن مخزن ایجاد می‌شود که خود بدلیل ناهمگن بودن نفوذ پذیری لایه‌ها می‌باشد. پدیده مخروطی شدن در چاههای عمودی و افقی هر دو به دلیل افت فشار در اطراف دهانه چاه می‌باشند که این افت فشار باعث کشیده شدن آب از اعماق یا فواصل دور مخزن به دهانه چاه می‌شود. این اتفاق به خصوص در زمانی که فاصله لایه تولیدی تا سطح تماس آب و نفت کم باشد صورت پذیرفته که در این حالت، تولید از چاه با چنان سرعتی انجام می‌گیرد که نیروهای ویسکوزیته بر نیروی گراویته غلبه کرده و آب را از لایه‌های پایین متصل به مخزن به سمت دهانه چاه کشانده و آب از طریق حفره‌ها یا مشبک‌ها پیشروی کرده و تولید می‌شود.

۳-۴ روابط پدیده مخروطی شدن آب

در این بخش تمامی مهم‌ترین روابط مربوط به پدیده مخروطی شدن آب ارائه و بررسی می‌شوند. البته در بعضی از مدل‌ها و روابط مخروطی شدن آب و گاز با هم مورد بررسی قرار گرفته‌اند که تا حد امکان سعی شده است تا از ارائه این روابط خودداری شود. در حالت کلی روابطی که درباره مخروطی-

شدن آب ارائه شده‌اند را می‌توان به دو دسته روابط تعیین دبی بحرانی و روابط تعیین زمان میان‌شکن آب تقسیم کرد.

۳-۴-۱ روابط تعیین دبی بحرانی



تراوایی یکسان (تراوایی افقی و عمودی یکسان) در نظر گرفتند و رابطه‌ای مجزا برای حالت مخروطی-شدن آب ارائه دادند. رابطه میر-گارد در تعیین دبی بحرانی نفت در سیستم‌هایی که در شکل (۳-۳) نشان داده شده است به صورت زیر می‌باشد (Ahmed, 2000).

$$Q_{oc} = 0.246 \times 10^{-4} \left[\frac{\rho_w - \rho_o}{\ln(r_e/r_w)} \right] \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) [h^2 - h_p^2] \quad (3-3)$$

که در آن ρ_o و ρ_w به ترتیب دانسیته آب و نفت (lb/ft^3)، h_p طول بازه‌های مشبک‌کاری (ft)، μ_o ویسکوزیته نفت (cp)، B_o ضریب حجمی نفت (bbl/STB)، k_o تراوایی نفت (md)، r_e و r_w به ترتیب شعاع تخلیه مخزن و شعاع دیواره چاه (ft) می‌باشند.

¹-Meyer- Garder

ب) رابطه چارپرسون

چارپرسون^۱ نیز در سال ۱۹۸۶ رابطه دیگری را برای تخمین میزان دبی بحرانی در چاههای عمودی و همچنین در مخازن ناهمسانگرد ($k_h \neq k_v$) ارائه کرد. رابطه چارپرسون به شکل زیر بود (Ahmed, 2000):

$$Q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \frac{k_h (h - h_p)^2}{\mu_o B_o} [\Delta\rho] \times q_c^* \quad (4-3)$$

که در آن $\Delta\rho$ اختلاف دانسیته نفت و آب (lb/ft³) می‌باشد. جوشی^۲ نیز در سال ۱۹۹۱ پارامتر q_c^* را با نسبت دادن آن به پارامتر α'' اصلاح کرد و اینگونه تعریف کرد (Ahmed, 2000):

$$q_c^* = 0.7311 + \frac{1.943}{\alpha''} \quad (5-3)$$

$$\alpha'' = \left(\frac{r_e}{h}\right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (6-3)$$

۳-۴-۲ روابط تعیین زمان میان شکن آب

معمولاً ننگه داشتن دبی تولید نفت در مقادیر پایین تر از دبی بحرانی باعث کاهش تولید می‌شود که به دلایل اقتصادی معمولاً این محدودیت بر روی چاههای نفتی اعمال نمی‌شود. بنابراین اگر یک چاه نفتی با دبی بالا تولید کند، مخروط آب شکل گرفته و شروع به حرکت کرده و پس از مدتی به چاه تولیدی می‌رسد. مدت زمانی که طول می‌کشد تا مخروط آبی به چاه برسد و آب همراه نفت تولید شود را زمان میان شکن آب می‌نامند. پرکاربردترین روابطی که به منظور تخمین زمان میان شکن آب مورد استفاده قرار می‌گیرند به شرح زیر می‌باشند.

¹ - Chaperson

² - Joshi

الف) رابطه سوبوسینسکی و کرنلیوس

آقایان سوبوسینسکی و کرنلیوس^۱ در سال ۱۹۶۵ براساس نتایج آزمایشات و مدلسازی رابطه‌ای را به منظور تخمین زمان میان‌شکن آب معرفی کردند. بر اساس رابطه آنها زمان میان‌شکن آب بر اساس دو پارامتر بدون بعد ارتفاع مخروط (Z) و عدد بدون بعد زمان میان‌شکن $((t_D)_{BT})$ تعیین می‌گردد. این دو پارامتر بدون بعد به صورت زیر محاسبه می‌شوند (Ahmed, 2000):

$$Z = 0.492 \times 10^{-4} \frac{(\rho_w - \rho_o) k_h h (h - h_p)}{\mu_o B_o Q_o} \quad (7-3)$$

که در آن Q_o دبی تولید نفت (STB/day) و h ضخامت ناحیه نفتی (ft) می‌باشند و همچنین رابطه ارائه‌شده برای عدد بدون بعد زمان میان‌شکن $((t_D)_{BT})$ آب به شکل زیر می‌باشد:

$$(t_D)_{BT} = \frac{4Z + 1.75Z^2 - 0.75Z^3}{7 - 2Z} \quad (8-3)$$

آنها با استفاده از دو پارامتر بدون بعد تعریف شده، رابطه نهایی زیر را به منظور تخمین و پیش‌بینی زمان میان‌شکن آب معرفی کردند.

$$t_{BT} = \frac{20325 \mu_o h \phi (t_D)_{BT}}{(\rho_w - \rho_o) k_v (1 + M^\alpha)} \quad (9-3)$$

که در آن t_{BT} زمان میان‌شکن آب (day)، ϕ تخلخل (درصد)، k_v تراوایی عمودی (md) می‌باشند. M نیز نسبت تحرک‌پذیری آب-نفت^۲ است که از رابطه زیر حاصل می‌شود.

$$M = \left[\frac{(k_{rw})_{sor}}{(k_{ro})_{swc}} \right] \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right) \quad (10-3)$$

¹ - Sobocinski-Cornelius

² - water-oil mobility

در رابطه بالا داریم :

$(k_{ro})_{swc}$: تراوایی نسبی نفت در ناحیه با کمترین درصد اشباع آب (ناحیه آب همزاد نفت)

$(k_{rw})_{sor}$: تراوایی نسبی آب در ناحیه با کمترین درصد اشباع نفت (ناحیه نفت همزاد آب)

$$\alpha = 0.5 \quad M \leq 1$$

$$\alpha = 0.6 \quad 1 < M \leq 1$$

جوشی در سال ۱۹۹۱ پس از انجام آزمایشاتی نشان داد که در مقادیر Z مساوی و یا بزرگتر از ۳/۵ هیچ‌گونه میان‌شکن آب رخ نخواهد داد. در نتیجه در لحظه میان‌شکن آب Z برابر ۳/۵ می‌باشد. او از این نکته استفاده کرد و با قراردادن مقدار Z در رابطه (۷-۳) رابطه زیر را به منظور تعیین دبی بحرانی بسط و تعمیم داد (Ahmed, 2000):

$$Q_{oc} = 0.141 \times 10^{-4} \frac{(\rho_w - \rho_o) k_h h (h - h_p)}{\mu_o B_o} \quad (11-3)$$

ب) رابطه بورنازل و جینسون

آقایان بورنازل و جینسون^۱ در سال ۱۹۷۱ با انجام آزمایشاتی بر روی روابط ارائه‌شده توسط سوبوسینسکی و کرنلیوس، توانستند پارامترهای بدون بعد در آن روش را توسعه و بهبود بخشند. روش انجام کار در روابط بورنازل و جانسون به ترتیب زیر می‌باشد (Ahmed, 2000):

مرحله اول: محاسبه عدد بدون بعد ارتفاع مخروط (Z) همانند روش سوبوسینسکی و کرنلیوس

مرحله دوم: محاسبه عدد بدون بعد زمان میان‌شکن آب از طریق رابطه زیر:

$$(t_D)_{BT} = \frac{Z}{3-0.7Z} \quad (12-3)$$

مرحله سوم: قراردادن مقدار عدد بدون بعد زمان میان‌شکن آب در رابطه (۹-۳) و محاسبه زمان

میان‌شکن آب:

$$t_{BT} = \frac{20325 \mu_o h \phi (t_D)_{BT}}{(\rho_w - \rho_o) k_v (1 + M^\alpha)} \quad (13-3)$$

¹ - Bournazel-Jeanson

بر اساس نظرات جوشی از روابط بالا نیز می‌توان اینطور استدلال کرد که در مقادیر Z مساوی و بزرگتر از ۴/۲۸۶ هیچ گونه میان‌شکن آب اتفاق نمی‌افتد. در نتیجه با قراردادن ۴/۲۸۹ به جای Z در رابطه (۷-۳) دبی بحرانی تولید نفت بصورت زیر تعیین می‌شود (Ahmed, 2000):

$$Q_{oc} = 0.1148 \times 10^{-4} \frac{(\rho_w - \rho_o) k_h h (h - h_p)}{\mu_o B_o} \quad (۱۴-۳)$$

متاسفانه روابط ذکر شده به دلیل آنکه روابطی محدود می‌باشد و هر کدام برای انواع خاصی از مخازن نفتی به کار می‌روند، فقط در محاسبات ساده و معمولی به کار می‌روند. به همین دلیل در شبیه‌سازی‌های نفتی از این روابط به ندرت استفاده می‌شود. اکثر شبیه‌سازهای مخزنی از جمله نرم‌افزار Eclipse که در این مطالعه از آن استفاده شده است، از دو معادله داری و پیوستگی به منظور شبیه‌سازی حرکت سیال در محیط متخلخل (مخزن نفتی) استفاده می‌کنند. به این صورت که هر بلوک از مخزن به عنوان یک المان استوانه‌ای شکل در نظر گرفته می‌شود (تعداد بلوک‌ها در فصل چهار مشخص خواهند شد). سپس برای هر المان یک معادله داری و یک معادله پیوستگی نوشته شده و این دو معادله همزمان برای هر المان حل می‌شود. از حل همزمان این معادلات دو پارامتر فشار نفت یا آب (بسته به اینکه در منطقه نفتی مخزن باشد یا منطقه آبی) و درصد اشباع نفت و آب برای هر المان یا بلوک از مخزن مشخص می‌شود. نمونه‌ای از معادلات داری و پیوستگی استفاده شده در این نرم‌افزار برای فاز آب و نفت در پیوست (الف) آورده شده است. به دلیل آنکه بحث درباره جزئیات معادلات داری و پیوستگی و چگونگی حل آنها توسط نرم‌افزار بسیار پیچیده و مفصل می‌باشد. لذا در پیوست (الف) فقط به آوردن معادله کلی آنها بسنده خواهد شد و جزئیات حل این معادلات در کتب شبیه‌سازی مخازن نفتی آورده شده است (Abou-kassem, 2001).

۳-۵ شناخت مخازن شکافدار

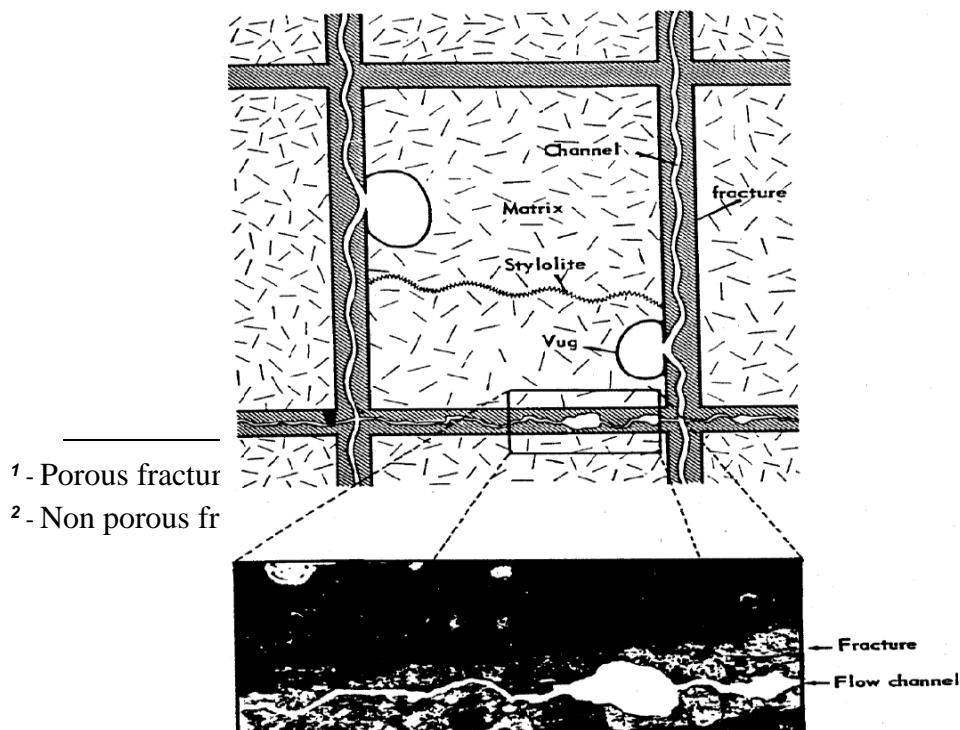
عمده مخازن نفتی کشورمان از نوع مخازن شکافدار می‌باشد. سنگ اینگونه مخازن از دو محیط ماتریس (زمینه) و شکاف تشکیل شده است. به همین دلیل توجیه و تفسیر چگونگی حرکت سیال و

شناخت مکانیزم‌های تولید از این‌گونه مخازن دارای پیچیدگی‌های خاصی می‌باشد. شکل (۳-۴) به صورت شماتیک چگونگی توزیع ترک‌ها را در این‌گونه سنگ مخزن نشان می‌دهد. اغلب مخازن شکاف-دار همانند شکل (۳-۴)، از ماتریس‌هایی که بوسیله شکاف‌ها از یکدیگر جدا شده‌اند تشکیل یافته است. ماتریس‌ها به‌طور معمول دارای تراوایی کمی بوده و تخلخل بیشتری نسبت به سیستم شکاف دارند. شبکه شکاف اغلب به صورت منظم می‌باشد. شکل (۳-۵) نمای یک سنگ مخزن ترک‌دار را که در نزدیکی سطح زمین قرار گرفته است نشان می‌دهد.

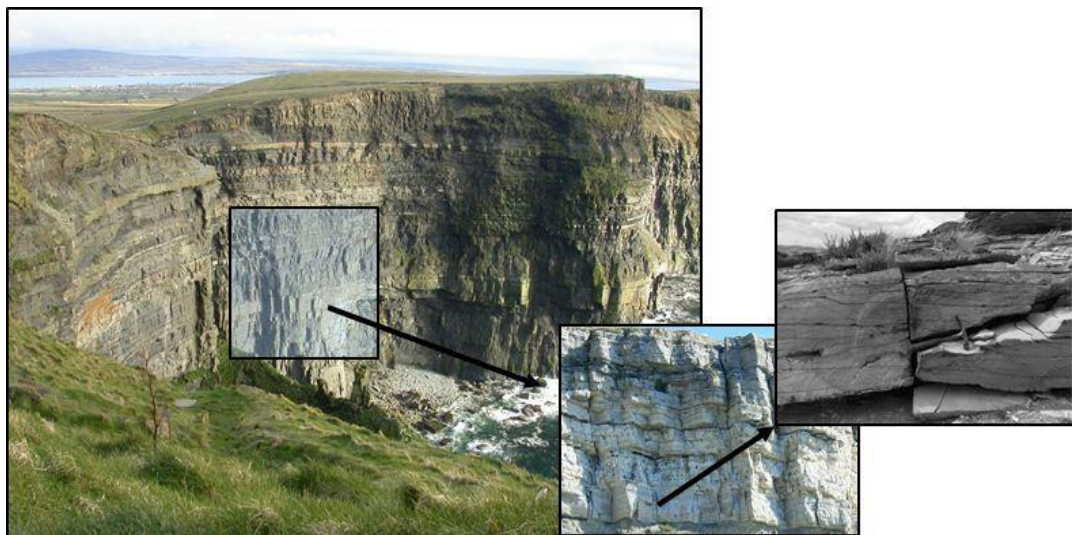
به‌طور کل دو نوع دسته‌بندی کلی بر روی مخازن شکاف‌دار انجام شده است (Reiss, 1989):

(۱) مخازن شکاف‌دار متخلخل^۱: نمونه‌های این نوع مخازن در کشورهای ایران، فرانسه، الجزایر و نروژ یافت می‌شود.

(۲) مخازن شکاف‌دار غیرمتخلخل^۲: نمونه‌های این نوع مخازن در روسیه، ایتالیا و اسپانیا یافت می‌شود. در این نوع مخازن، شبکه ماتریس غیرتراوا بوده و عناصر هیدروکربوری در آن موجود نمی‌باشد. تمامی نفت موجود در داخل شبکه شکاف بوده و حرکت سیال نیز از داخل شکاف‌ها به سمت چاه تولیدی صورت می‌گیرد.



شکل ۳-۴ شماتیک چگونگی حرکت سیال در سیستم ماتریکس و شکاف (Reiss, 1989)



شکل ۳-۵ سنگ مخزن شکافدار در نزدیکی سطح زمین (Reiss, 1989)

نکته مهم دیگر درباره شکافها پارامترهای آن است. پارامترهای شکاف شامل قسمت‌های زیر

می‌باشد:

الف) بازشدگی شکاف: بازشدگی شکاف در واقع فاصله بین دیواره‌های شکاف می‌باشد. این باز-

شدگی می‌تواند بستگی به عمق، نوع سنگ و یا فشار مخزن متغیر باشد.

ب) طول شکاف: در اینجا منظور از اندازه، همان طول شکاف می‌باشد. طول شکافها نیز مقداری

متغیر می‌باشد. بر این اساس طول شکاف کوچک کمتر از ضخامت لایه می‌باشد. طول شکاف متوسط

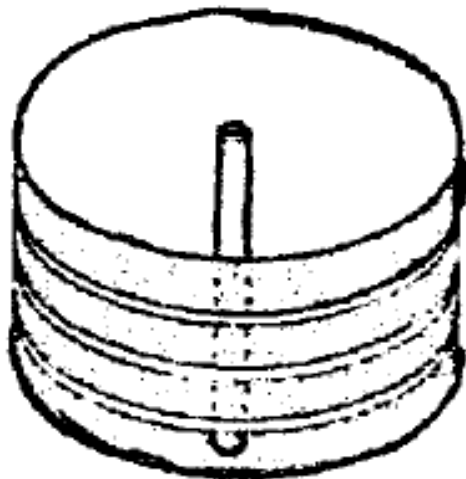
ضخامت چند لایه را در بر می‌گیرد و بالاخره طول شکاف بزرگ ممکن است حتی به چند صد متر نیز

برسد.

مکانیزم حرکت سیال در مخازن شکافدار نیز مطابق شکل (۳-۴) می‌باشد. بدین صورت که حرکت اصلی سیال مخزن از داخل ماتریکس سنگ است و شکاف نیز به عنوان مسیر دوم سیال به سوی چاه تولیدی می‌باشد. البته گاهی اوقات مقدار شکاف در مخزن به قدری زیاد است که مسیر اصلی حرکت سیال در داخل شکاف می‌باشد. تفاوت حرکت سیال در مخازن شکافدار با مخازن ماسه-سنگی و معمولی نیز وجود همین شکافها است. بطوریکه در مخازن با تخلخل بین دانه‌ای (ماسه سنگی) حرکت سیال به سمت چاه تولیدی فقط از طریق ماتریکس سنگ انجام می‌شود. به همین دلیل در شبیه‌سازی مخازن شکافدار معمولاً برای مدل ساخته‌شده دو نوع تخلخل در نظر می‌گیرند: تخلخل ماتریکس و تخلخل شکاف. به همین دلیل به مدل ساخته‌شده با شرایط ذکرشده مدل تخلخل دوگانه می‌گویند. به طور کلی مدل تخلخل دوگانه، حالتی از شبیه‌سازی مخازن نفتی است که در آن دو تخلخل برای ماتریکس و شکاف در نظر گرفته شده است (Uleberg, 1996). البته مدل‌های مختلفی برای طرز قرارگیری ماتریکس و شکاف در مدل‌های شبیه‌سازی شده (همان حرکت سیال در اطراف چاه در مخازن شکافدار) تاکنون طراحی شده است که در ادامه مهم‌ترین این مدل‌ها بررسی خواهند شد.

۳-۵-۱ مدل کاظمی^۱

شکل (۳-۶) مدل کاظمی را نشان می‌دهد. در این مدل شکاف‌های متحدالشکل در بین ماتریکس-های متحدالشکل قرار می‌گیرند. این مدل بیشتر برای مخازنی به کار می‌رود که دارای شکستگی و شکاف کمی باشند (Reiss, 1989).

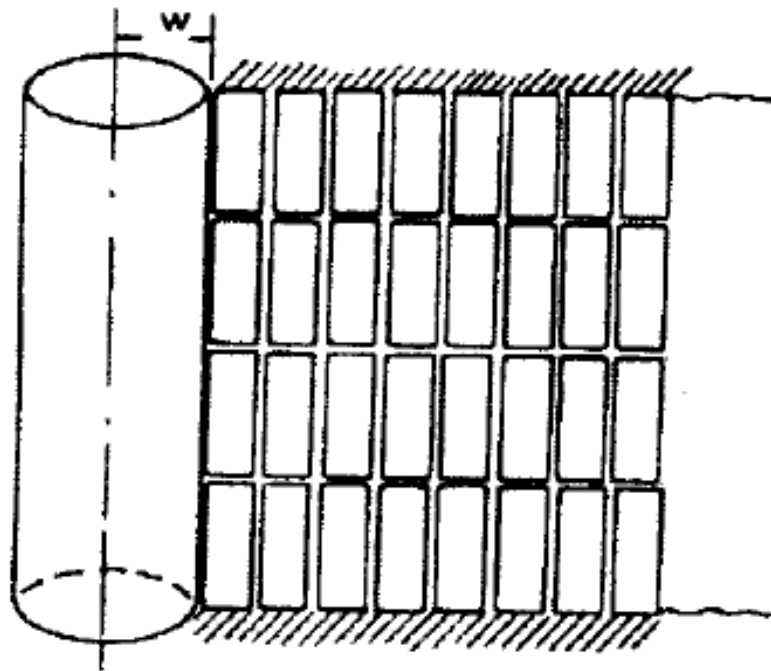


¹ - Kazemi

شکل ۳-۶ شماتیکی از مدل کاظمی (Reiss, 1989)

۳-۵-۲ مدل وارن و روت^۱

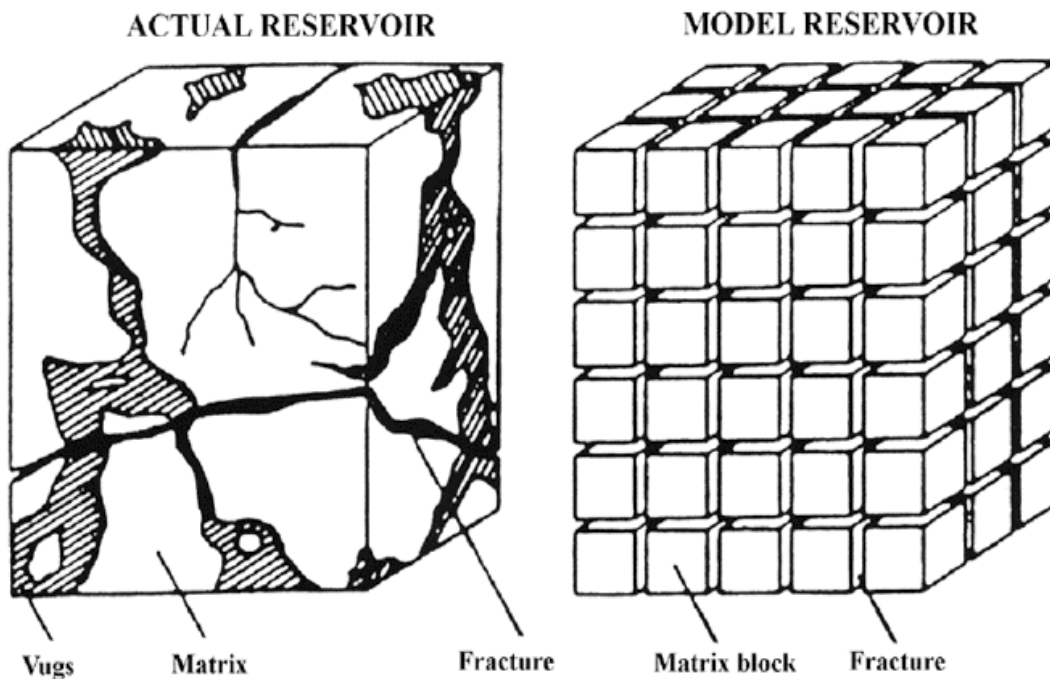
در این مدل شکافها به صورت یک شبکه بهم پیوسته در جهت موازی با جهت اصلی تراوایی قرار می-گیرند. این مدل کاربردی ترین مدل در شبیه سازی مخازن شکافدار می باشد. شکل (۳-۷) نمای شماتیک این مدل را نشان می دهد (Uleberg and Kleppe, 1996).



¹ - warren & Root

شکل ۳-۷ شماتیکی از مدل وارن و روت (Uleberg and Kleppe, 1996)

مدل تخلخل دوگانه استفاده شده در این مطالعه نیز از نوع وارن و روت می باشد. برای درک بهتر از مدل وارن و روت، شمایی از موقعیت شکافها در حالت واقعی و در مدل سازی در شکل (۳-۸) آورده شده است. همان طور که ملاحظه می شود موقعیت شکافها در اکثر مخازن شکافدار مانند شکل (۳-۸) می باشند. به همین دلیل می توان مدل وارن و روت را به عنوان جامع ترین مدل در این زمینه نام برد. در این مدل ماتریکس سنگ مخزن بوسیله شبکه ای از شکافها از هم جدا شده اند و حرکت سیال مخزن به سمت چاه تولیدی از طریق جابجایی سیال بین ماتریکس و شکاف انجام می شود.



شکل ۳-۸ شماتیکی از موقعیت شکافها در حالت واقعی و در مدل سازی (Uleberg and Kleppe, 1996)

۳-۶ روش‌های کنترل تولید آب

امروزه با توجه به پیشرفت تکنولوژی در صنعت نفت، روش‌هایی نیز برای کنترل پدیده مخروطی- شدن آب به وجود آمده‌اند که در ادامه مهم‌ترین آنها شرح داده خواهند شد (Aminian, 2002).

۳-۶-۱ تکنولوژی تزریق سیمان

تکنولوژی تزریق سیمان یا مسدود کردن ته چاه معمولاً برای زمانی استفاده می‌شود که سیمان- بندی لوله‌های جداری در چاه ضعیف و یا دارای شکاف باشد. همچنین از این تکنولوژی به منظور مسدود سازی لایه‌ای که دچار مشکل تولید آب شده باشد استفاده می‌شود. بدین صورت که بسته به شدت مشکل تولید آب، سیمان با فشار کم یا زیاد بین فضای حلقوی جداری‌ها و سازند از طریق مشبک‌های موجود بر روی لوله جداری تزریق خواهد شد.

۳-۶-۲ پلیمرها

در بعضی از موارد ژلهای پلیمری را می‌توان به جای سیمان یا به عنوان ترکیبی همراه، جهت مسدود نمودن محل ورود آب از لوله‌های جداری بکار برد. نوع پلیمر و فرآیندی که طی آن تزریق می‌شود بستگی به محل و توزیع محل‌های نشت آب دارد. از مزایای استفاده از پلیمرها می‌توان به موارد ذیل اشاره کرد:

پلیمرها می‌توانند پس از تزریق و بستن شکافها به آسانی و در صورت نیاز شسته شوند. ترکیبات پلیمری بدلیل اینکه فشار هیدروستاتیکی کمتری نسبت به مخلوط سیمان دارا می‌باشند، احتمال شکستن سازند یا باز نمودن شکافها و به تبع آن هرزروی بالا در آنها کمتر است (Aminian, 2002).

فصل چهارم:

مدل سازی پدیده مخروطی شدن آب

۴-۱ مقدمه

پدیده مخروطی شدن آب به طور معمول هنگامی رخ می‌دهد که به چاه‌های تولیدی که دارای آبران فعال باشد دبی بالایی تحمیل شود. از این رو این پدیده به عاملی برای محدود کردن دبی تولید نفت از چاه تبدیل می‌شود. در میادین نفتی سعی بر این است که دبی‌های تولید در محدوده‌های کنترل شوند که مانع از ورود آب به چاه تولیدی گردد. بنابراین اگر بتوان از این پدیده جلوگیری کرد می‌توان با دبی بیشتری تولید کرد و یا به عبارتی دیگر عمر مخزن نفتی زیادتر می‌شود. از این رو در این فصل سعی شده است تا با ساخت مدل مخزن و شبیه‌سازی این پدیده و مقایسه نتایج شبیه‌سازی با اطلاعات واقعی یک چاه نفتی، بتوان به درک جامعی از پدیده مخروطی شدن آب دست یافت. منطقه مورد مطالعه، یکی از میدان‌های نفتی جنوب کشور می‌باشد و همچنین دو چاه از این میدان به منظور مطالعه پدیده مخروطی شدن آب انتخاب شده است. چاه‌های مورد نظر به صورت قائم حفاری شده‌اند. در یکی از چاه‌ها پدیده مخروطی شدن اتفاق افتاده است و از آن برای تحلیل حساسیت پارامترهای مؤثر بر پدیده مخروطی شدن و همچنین برای اعتبارسنجی مدل نرم‌افزاری تهیه شده

استفاده می‌گردد. در چاه دوم که دارای عمر تولید کمتر می‌باشد، پدیده مخروطی شدن آب اتفاق نیفتاده است و هدف اصلی، مطالعه این چاه است. با استفاده از نتایج آنالیز چاه اول مشخص می‌شود که چه پارامترهایی در پیشگیری و کنترل این پدیده مؤثرتر و حساس‌تر می‌باشند. در مرحله دوم بهترین ترکیب از این پارامترها برای جلوگیری و یا تأخیر در وقوع پدیده مخروطی شدن آب استفاده می‌شود و همچنین زمان میان‌شکن آب برای چاه دوم تخمین زده می‌شود.

۲-۴ مدل سازی پدیده مخروطی شدن آب

بطور عمده مدل مخزن هر چه جامع‌تر باشد بهتر است. اما جامع بودن لزوماً به معنای پیچیده بودن و در نظر گرفتن تمامی عوامل حتی جزئی‌ترین آنها نیست، بلکه مدل مطلوب مدلی است که خصوصیات شامل: سادگی، عمومیت، تخمین قابل قبول پدیده‌های مرتبط، خصوصیات محاسباتی قوی و زمان محاسباتی اندک را داشته باشد. به طور کلی دومدل مخزنی در مسائل مربوط به حرکت سیالات هیدروکربنی و آب در محیط‌های متخلخل و در اینجا مخزن نفتی وجود دارند که عبارتند از: مدل نفت سیاه^۱ و مدل ترکیبی^۲ که در زیر به صورت مختصر توضیح داده می‌شوند (Schlumberger, 2009).

۱-۲-۴ مدل نفت سیاه

این مدل هنگامی که چند فاز موجود به اجزای خود تبدیل نمی‌شوند و هیچ گونه اختلاطی (بصورت انتقال جرم) بین فازها وجود ندارد یا اختلاف آنقدر کم است که قابل نظر کردن باشد بکار می‌رود. برای مدل کردن پدیده مخروطی شدن آب با توجه به نزدیکی شرایط این پدیده به شرایط ذکر شده بالا از این نوع مدل می‌توان استفاده کرد که در ادامه به آن پرداخته می‌شود.

۲-۲-۴ مدل ترکیبی

این نوع مدل در مخازن دارای نفت فرار، جابجایی اختلاطی (بصورت انتقال جرم) و درکل هرگونه فرآیندی که طی آن سیالات موجود در مخزن نفتی به اجزای خود تقسیم شوند کاربرد دارد. این نوع مدل‌ها بطور کلی از مدل‌های نوع اول پیچیده‌تر می‌باشند.

¹ - Black oil model

² - Compositional type model

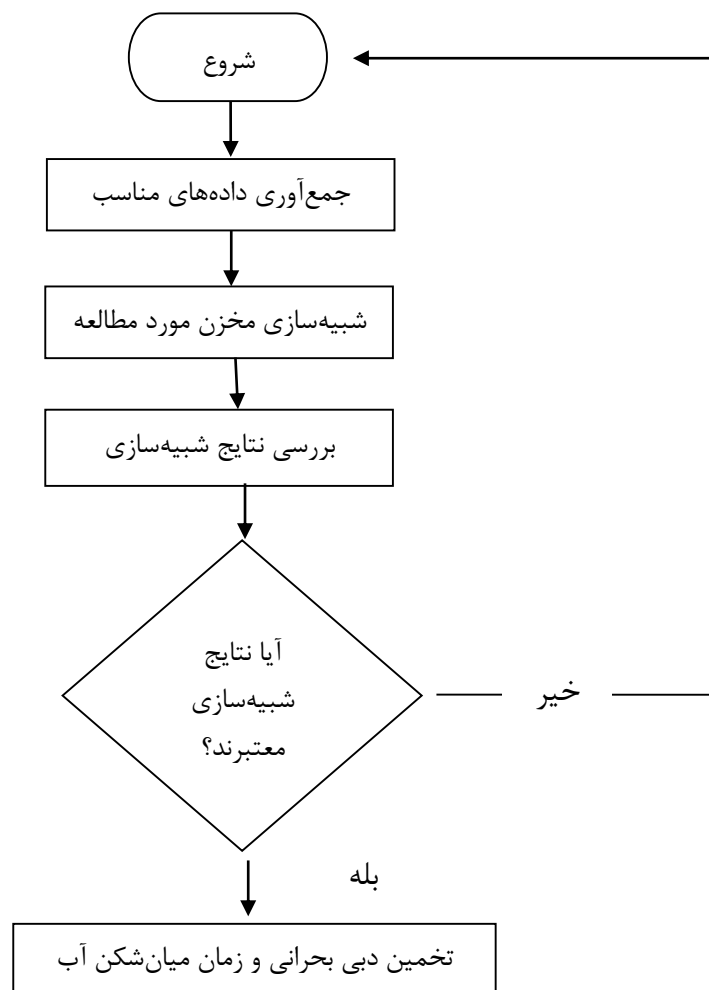
۳-۴ روش انجام کار

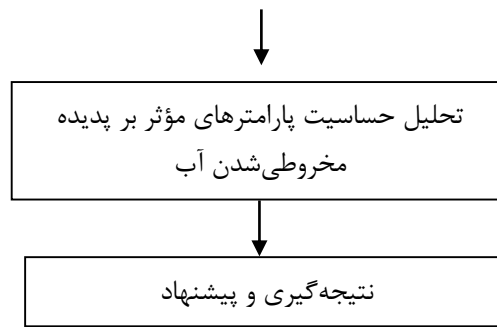
در حال حاضر نرم افزارهای تجاری بسیاری به منظور بررسی مشکلات و مدل سازی رفتار مخازن هیدروکربوری به کار گرفته می شود. یکی از این نرم افزارها تحت عنوان Eclipse می باشد که تحت ویندوز نیز کار می کند. این نرم افزار شبیه ساز محصول شرکت فرانسوی شلومیرژه است و یکی از قدرتمندترین نرم افزارها در زمینه شبیه سازی مخازن هیدروکربوری و رفتار سیالات درون محیط متخلخل^۱ می باشد. شبیه سازی در این نرم افزار بوسیله نوشتن کدهای مخصوصی انجام می شود که تک تک این کدها بوسیله نرم افزار از پیش تعریف شده هستند و هر کدام برای منظور خاصی به کار می روند. همچنین در این تحقیق از روش تخلخل دوگانه^۲ برای بررسی پدیده مخروطی شدن آب استفاده شده است. این روش بیانگر وجود دو محیط ماتریس و شکاف در مدل می باشد و به همین دلیل در شبیه سازی مخازن شکافدار بیشتر مورد استفاده قرار می گیرد. در این روش به برنامه نرم افزاری نوشته شده کدهای مخصوصی اضافه می شود که شامل مشخصات شکاف از قبیل تخلخل و تراوایی شکاف می باشد. برای آشنایی بهتر با برنامه نوشته شده، در پیوست (ب) نمونه از فایل نهایی آماده شده به همراه توضیحاتی آورده شده است.

قبل از شروع هر شبیه سازی باید هدف مشخص گردد. یعنی اینکه چه پارامترهایی قرار است در این شبیه سازی بررسی شوند. آیا شبیه سازی براساس داده های واقعی انجام می گیرد یا خیر و یا اینکه شبیه سازی در چه بازه زمانی از تولید مخزن و چاه صورت می گیرد. به همین منظور در ادامه و با آوردن فلوجارتی کلیه مراحل شبیه سازی مخزن و چاه مورد مطالعه نشان داده خواهد شد. در ادامه نیز به شرح مختصر بخش های مختلف آن پرداخته خواهد شد. البته دو مرحله آخر فلوجارت (شکل ۴-۱)، یعنی تحلیل حساسیت پارامترهای مؤثر بر پدیده مخروطی شدن آب و همچنین نتیجه گیری و پیشنهاد در فصول بعدی انجام خواهد گرفت.

¹ - Porous Media

² - Dual Porosity





شکل ۴-۱ فلوجارت مراحل شبیه سازی میدان و چاه مورد مطالعه

۴-۳-۱ جمع آوری داده های مناسب

طبیعی است که برای شروع شبیه سازی نیاز به داده های واقعی مخزن و چاه داریم. به همین منظور داده های مورد نیاز از شرکت ملی نفت ایران جمع آوری و با استفاده از آنها فایل ورودی به نرم افزار ساخته شد. به دلیل آنکه مخزن مورد مطالعه دارای ناهمگنی زیادی می باشد و تغییرات تخلخل و تراوایی در تمام نقاط آن متفاوت است، لذا بر اساس تغییرات تخلخل و تراوایی، مخزن نفتی به ۱۰ لایه تقسیم شده است تا بیانگر رفتار مخازن لایه ای^۱ باشد. بدیهی است که تخلخل و تراوایی در هر لایه ثابت و با لایه دیگر فرق می کند. سیستم مش بندی^۲ نیز به صورت شعاعی در نظر گرفته شده است تا به نحو مطلوب تری حرکت سیال در اطراف چاه تولیدی را شبیه سازی کند. مشخصات مخزن مورد مطالعه و خواص سنگ و سیال در جداول (۴-۱) الی (۴-۶) آورده شده است.

جدول ۴-۱ ویژگی سنگ مخزن و پارامترهای پتروفیزیکی مورد مطالعه

ناحیه (زون)	ضخامت (فوت)	تخلخل (کسری)	تراوایی (میلی داریسی)
۱	۵۰	۰/۱۳	۱/۸
۲	۴۲	۰/۱۱	۲

¹ - Layered Reservoir

² - Gridding

۳	۳۰	۰/۱۵۱	۱/۵
۴	۳۲	۰/۱۷	۲/۸
۵	۵۸	۰/۱	۳/۵
۶	۳۹	۰/۱۴۵	۱/۲
۷	۱۹	۰/۱۱۶	۵
۸	۳۰	۰/۱۶	۳
۹	۲۲	۰/۱۳	۲/۵
۱۰	۲۸	۰/۱۵۵	۳/۵

جدول ۲-۴ مشخصات مخزن و سیال به کار رفته در مدل

دانسیتته نفت (lb/ft ³)	۵۲/۱۲
دانسیتته آب (lb/ft ³)	۷۴/۹۱
فشار نقطه حباب (P_b) بر حسب psi	۳۰۸۵
فشار اولیه مخزن (P_i) بر حسب psi	۵۰۰۰
ضخامت ناحیه نفتی (ft)	۳۵۰

جدول ۳-۴ مشخصات فشار- حجم مخزن

فشار (Psi)	ضریب حجمی نفت ^۱ (bbl/STB)	ویسکوزیته نفت (cp)
۱۴۷۰	۱/۰۷	۰/۸۸
۳۰۸۵	۱/۰۵	۰/۸۵
۳۶۲۰	۱/۰۴۳	۰/۸۵
۴۵۰۰	۱/۰۳۸	۰/۸۵
۵۰۰۰	۱/۰۲	۰/۸۵

منظور از ضریب حجمی نفت، نسبت حجم یک بشکه نفت در شرایط مخزن به شرایط استاندارد

(سطح زمین) می باشد.

فشار موئینگی (P_{cow})	تراوایی نسبی نفت (K_{ro})	تراوایی نسبی آب (K_{rw})	اشباع آب (S_w)
۳	۱	۰	۰/۱

¹ - Oil Formation Volume Factor

۰/۲۵	۰/۰۲	۰/۹۸	۲/۷۵
۰/۳۵	۰/۰۵	۰/۹۵	۲
۰/۵	۰/۱	۰/۹	۱/۶۸
۰/۶	۰/۲	۰/۸	۱/۲۴
۰/۷	۰/۳۵	۰/۶۵	۰/۸۵
۰/۹	۰/۹	۰/۱	۰/۱۸
۱	۱	۰	۰/۱

جدول ۴-۴ تغییرات تراوایی نسبی و فشار موئینگی نسبت به درصد اشباع آب (ماتریکس)

لازم به ذکر می باشد که جدول فوق مربوط به زون نهم و دهم می باشد. این دو ناحیه بیانگر ناحیه

حد واسط^۱ نفت و آب می باشند.

جدول ۴-۵ مشخصات آبران و بازه های مشبک کاری در مدل

طول بازه مشبک کاری (ft)	نوع	ضخامت (ft)	تخلخل (کسری)	تراوایی (md)
۱۲۰	رانش از ته ^۲ (۳۶۰°)	۵۰۰	۰/۱۸	۳۰۰

منظور از رانش از ته (۳۶۰°) برای آبران این است که در مدل استفاده شده زاویه مرز بین آبران و

مخزن ۳۶۰ درجه می باشد. به عبارتی دیگر آبران تماماً در زیر مخزن قرار دارد. همچنین مشخصات

مربوط به چاه مانند بازه مشبک کاری برای هر دو چاه مورد مطالعه یکسان می باشد.

جدول ۴-۶ مشخصات شکاف های به کار رفته در مدل

طول (ft)	تراوایی افقی (میلی داریسی)	تراوایی عمودی (میلی داریسی)	تخلخل (کسری)	هندسه شکاف
۶	۵۰۰	۱۵۰۰	۰/۰۱۵	طولی و عرضی

۴-۳-۲ شبیه سازی مخزن مورد مطالعه

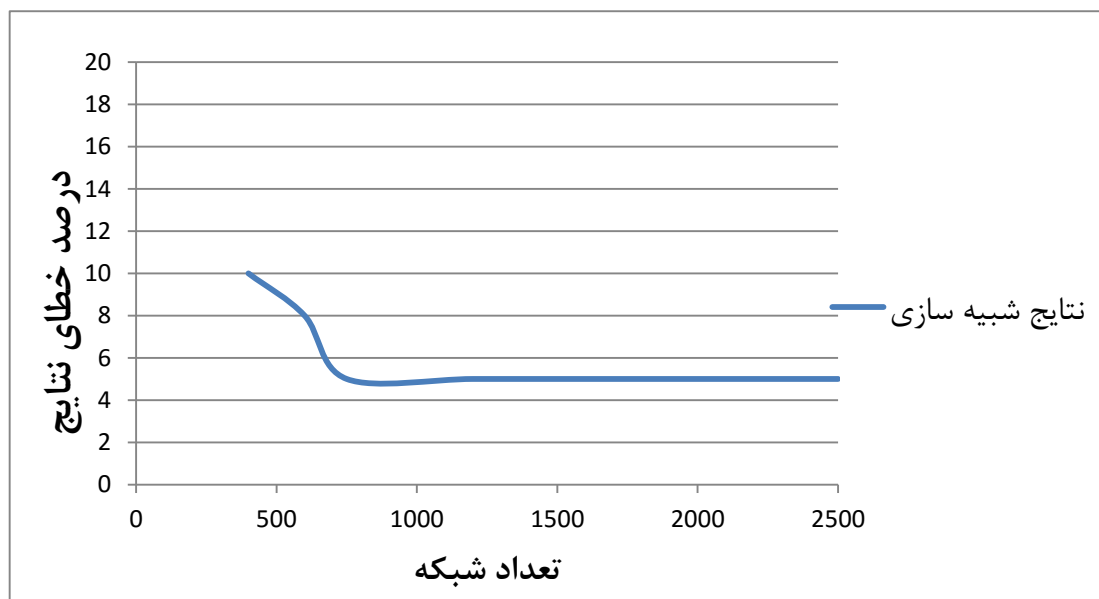
پس از وارد کردن فایل ورودی به نرم افزار (که نمونه آن در پیوست ب آمده است) و اجرا کردن

آن، مخزن نفتی به صورت سه بعدی شبیه سازی خواهد شد. شکل شماره (۴-۳) مدل سه بعدی

¹ - Transition Zone

² - Bottom Drive

شبیه سازی شده از مخزن مورد مطالعه را نشان می دهد که چاه تولیدی در مرکز این مدل قرار دارد. البته برای هر کدام از چاه ها یک فایل جداگانه از داده های ورودی تهیه و نرم افزار جداگانه اجرا خواهد شد. منتهی شکل کلی مدل یکی است. مدل شبیه سازی شده از نوع Block Center , Radial , Single Well بوده و به ۱۵ قسمت در جهت شعاع (جهت محور x در شکل) ، ۵ قسمت در جهت تتا (همان θ که در شکل نشان داده شده است). و ۱۰ لایه در جهت عمود تقسیم شده است که شامل ۷۵۰ بلوک می باشد. این مقدار بلوک یا شبکه همان تعداد بهینه شبکه می باشد. منظور از تعداد بهینه شبکه، همان کمترین مقدار شبکه تا جایی است که تغییری در نتایج شبیه سازی ایجاد نکند و همان نتایج قبلی گرفته شود. برای درک بهتر در این مطالعه مختصات اولیه مدل (۱۰، ۱۰، ۲۵) بوده است. در مرحله اول مدل با این مختصات اجرا و نتایجی گرفته شد. در مرحله بعد مختصات مدل به (۸، ۱۰، ۲۰) کاهش یافت و مدل دوباره اجرا شد و همان نتایج به دست آمد. این کار ادامه پیدا کرد تا به مختصات فعلی مدل (۵، ۱۰، ۱۵) رسیدیم. از این مختصات به بعد نتایج گرفته شده تغییر پیدا کرد و نامعتبر بود. لذا مختصات فعلی همان تعداد بهینه شبکه مدل می باشد. هدف شبیه سازی نیز چیزی جز این نیست. زیرا هر چقدر تعداد شبکه ها کمتر باشد، مدت زمان اجرای^۱ نرم افزار کمتر شده و دقت نیز پایین نمی آید. در شکل (۴-۲)، تعداد شبکه های مختلف استفاده شده در مدل و درصد خطای نتایج گرفته شده (در مقایسه با نتایج واقعی) آورده شده است.



۱. شکل ۴-۲ خطای نتایج شبیه سازی به ازای تعداد شبکه های مختلف در مدل

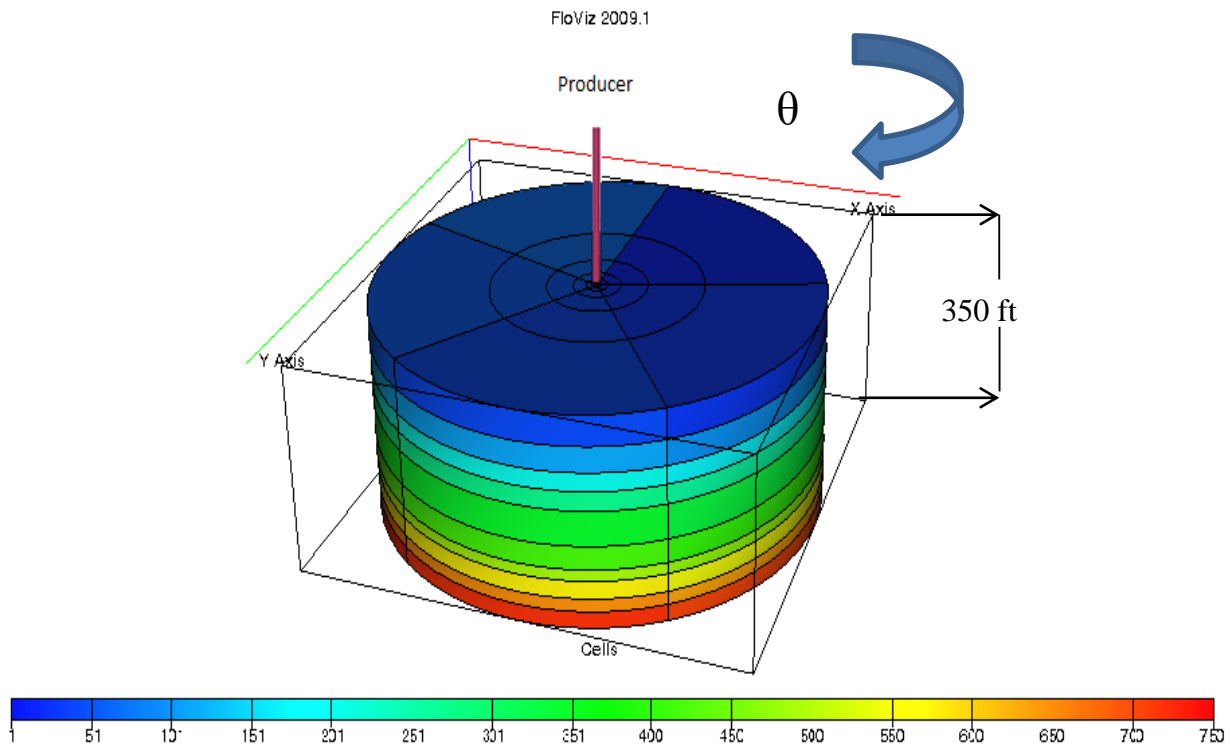
لایه‌هایی که در جهت عمود می‌باشند، همان لایه‌های ۱ تا ۱۰ موجود در جدول (۴-۱) هستند که به ترتیب از بالا به پایین در شکل (۴-۳) نشان داده شده‌اند. همان طور که قبلاً ذکر گردید، شبیه‌سازی خصوصیات سیال مخزن نفتی توسط نرم افزار Eclipse 100 انجام شده است. ضخامت لایه‌ها در جهت شعاع بوسیله نرم‌افزار و با استفاده روابط خاصی تعیین می‌شود. این مقادیر باید طوری تعیین شود که از دهانه چاه تا مرزهای مخزن به ترتیب اندازه لایه‌ها در جهت شعاع به صورت لگاریتمی بزرگتر شود. رابطه‌ای که در نرم‌افزار برای این منظور استفاده می‌شود به صورت زیر می‌باشد.

$$\frac{r_{i+1}}{r_i} = \left(\frac{r_e}{r_w}\right)^{\frac{1}{n_r}} \quad (4-1)$$

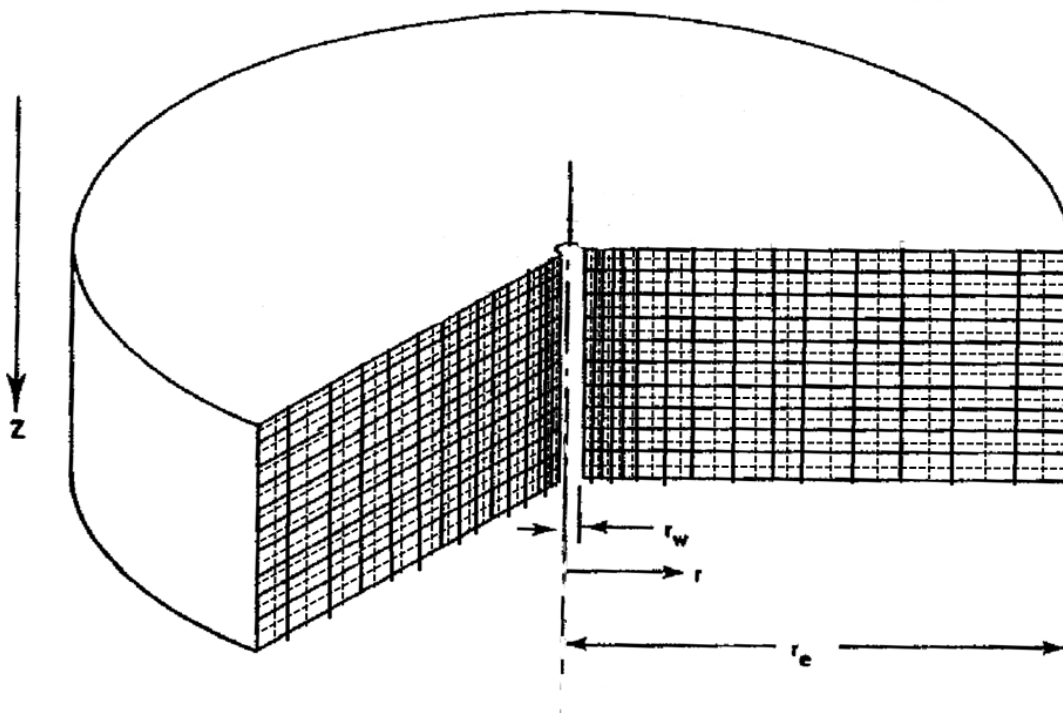
منظور از r_i ضخامت لایه i ام در جهت شعاع است. r_e و r_w نیز به ترتیب بیانگر شعاع تخلیه مخزن و دیواره چاه می‌باشند. n_r نیز تعداد لایه‌ها در جهت شعاع که در اینجا همان ۱۵ می‌باشد را نشان می‌دهد. بدیهی است که سمت راست رابطه فوق مقداری ثابت می‌باشد که از روی آن، ضخامت هر لایه در جهت شعاع با استفاده از ضخامت لایه قبلی مشخص می‌شود. گسترش مدل مخزن در جهت شعاع نیز ۱۰۰۰۰ فوت می‌باشد. البته شعاع واقعی مخزن بسیار بالاتر از این عدد می‌باشد. ولی معمولاً موج افت فشار ناشی از تولید چاه نمی‌تواند تا انتهای مخزن برود و در شبیه‌سازی‌ها معمولاً شعاعی را تحت عنوان شعاع تخلیه در نظر می‌گیرند. این شعاع بیانگر آخرین فاصله‌ای است که موج افت فشار ناشی از تولید می‌تواند به آن برسد. تغییرات رنگ در مدل نیز بر اساس نزدیکی به آبران می‌باشد؛ بطوریکه رنگ آبی مربوط به نقاط بالایی مخزن و رنگ قرمز مربوط به لایه آبی می‌باشد. با نزدیک شدن با لایه آبران نیز رنگ آبی به قرمز متمایل می‌شود. نوار موجود در پایین مدل در شکل (۴-۳) بیانگر موقعیت بلوک‌های مخزن می‌باشد (عدد ۷۵۰ بیانگر تعداد کل شبکه‌ها است).

شکل (۴-۴) نیز یک شماتیکی از چگونگی قرار گرفتن شبکه شکاف‌ها در مخزن مورد مطالعه را نشان می‌دهد. البته به دلیل این که ماژول‌های گرافیکی نرم‌افزار مربوطه نمی‌توانند شکاف‌ها را نشان دهد، از اینرو سعی شده تا با آوردن شکلی چگونگی قرار گرفتن شکاف‌ها را در داخل بلوک‌ها مشخص

شود. این شکل از یکی کتب مربوط به شبیه سازی مخازن نفتی تهیه شده است (Abou-kassem, 2001). در هر یک از شبکه ها شکاف های طولی مخزن به موازات خطوط افقی و شکاف های عمودی به موازات خطوط عمودی وجود دارند. خطوط خط چین افقی همان شکاف های افقی و خطوط خط چین عمودی همان شکاف های عمودی می باشند.



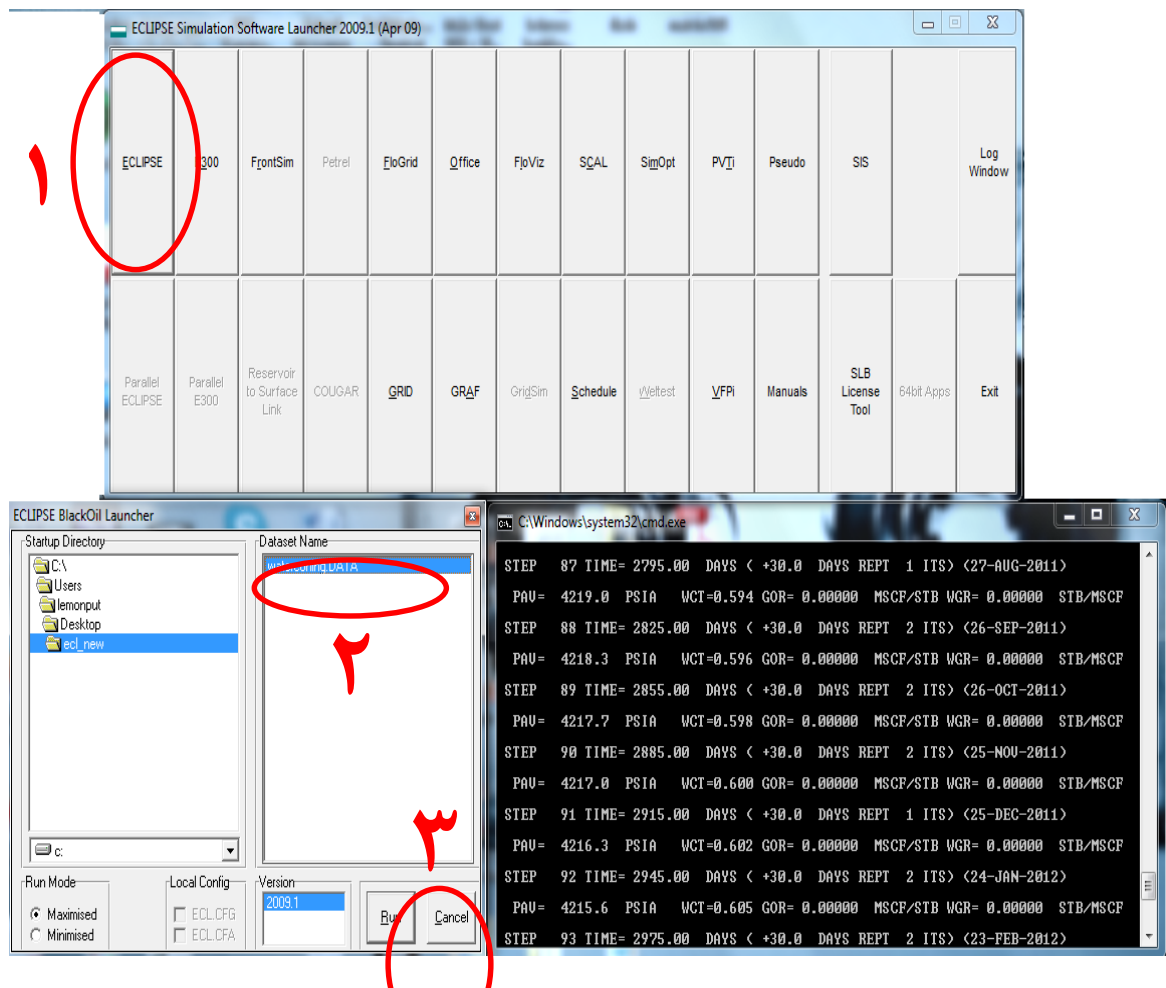
شکل ۳-۴ مدل سه بعدی شبیه سازی شده از مخزن



شکل ۴-۴ شماتیکی از چگونگی قرار گرفتن شکافها در مدل ساخته شده (Abou-kassem, 2001)

۴-۳-۳ بررسی نتایج شبیه سازی

همان طور که قبلاً گفته شد، فایل ورودی به نرم افزار به صورت کدهای از پیش تعریف شده می باشد. این فایل ابتدا داخل نرم افزار برده می شود و سپس نرم افزار اجرا می شود و در نهایت نتایج به صورت نمودار مشخص می شود. در شکل (۴-۵) چگونگی اجرای نرم افزار و همچنین محیط اجرای مدل نشان داده شده است.

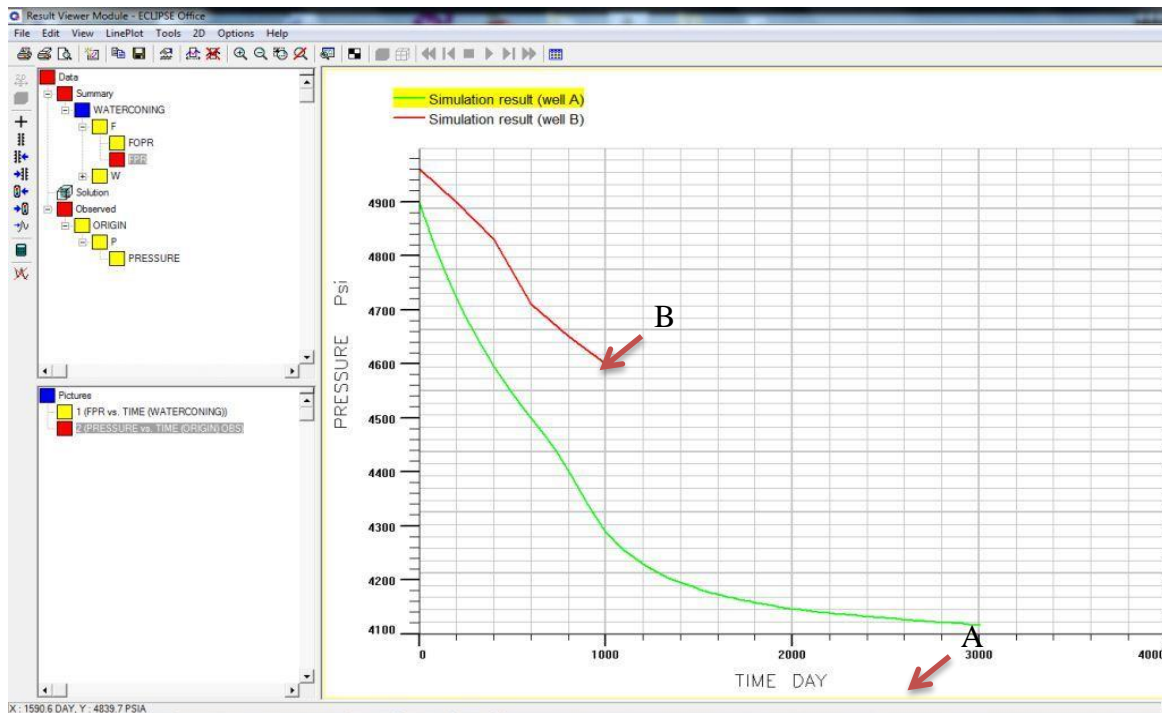


شکل ۴-۵ مراحل وارد کردن دیتا فایل و محیط اجرای برنامه

در مرحله بعد و پس از تهیه مدل مخزنی باید پارامترهای تولیدی چاه و مخزن بررسی شوند. بیشترین پارامترهای تأثیرگذار بر پدیده مخروطی شدن آب، فشار تولیدی چاه^۱ و میزان برش آب^۲ می باشد. منظور از برش آب نسبت میزان آب تولیدی (q_w) به مجموع سیالهای تولیدی از چاه (آب، نفت و ...) یعنی همان q_t می باشد که در فصل بعدی روی این پارامتر مفصل بحث خواهد شد.

$$\text{برش آب} = \frac{q_w}{q_t} \quad (۲-۴)$$

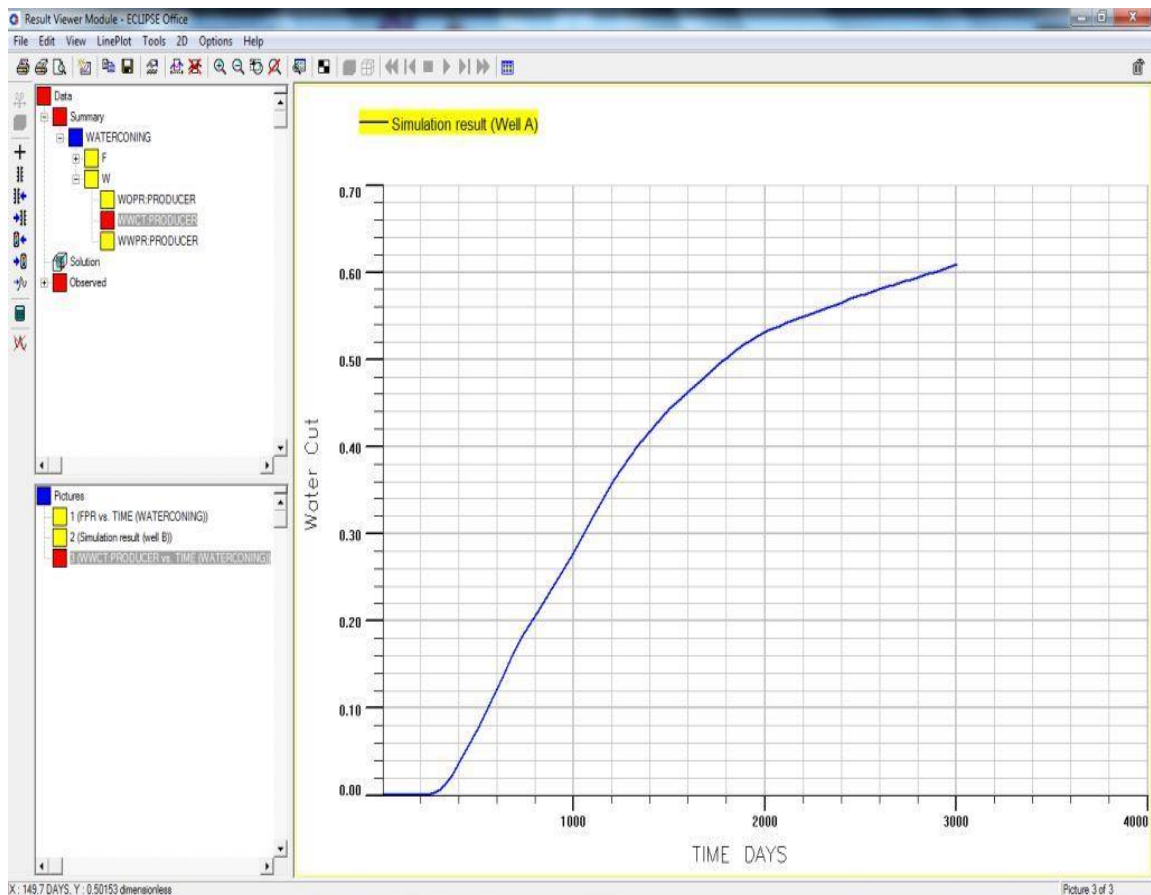
همان طور که قبلاً نیز گفته شد، در یکی از دو عدد چاه مورد مطالعه پدیده مخروطی شدن آب اتفاق افتاده و در چاه دیگر این پدیده اتفاق نیفتاده است. لذا در ادامه این مطالعه چاهی که دچار مشکل تولید آب شده است را چاه A و چاهی که مشکل تولید آب ندارد را چاه B نامگذاری خواهیم کرد. نتایج شبیه سازی مربوط به چاههای A و B شامل فشار تولیدی و برش آب در شکل های (۴-۶) و (۴-۷) آورده شده است.



شکل ۴-۶ فشار تولیدی حاصل از شبیه سازی برای چاههای A و B

1 - Wellhead flowing Pressure

2 - Water cut



شکل ۴-۷ مقادیر برش آب حاصل از شبیه سازی برای چاه A

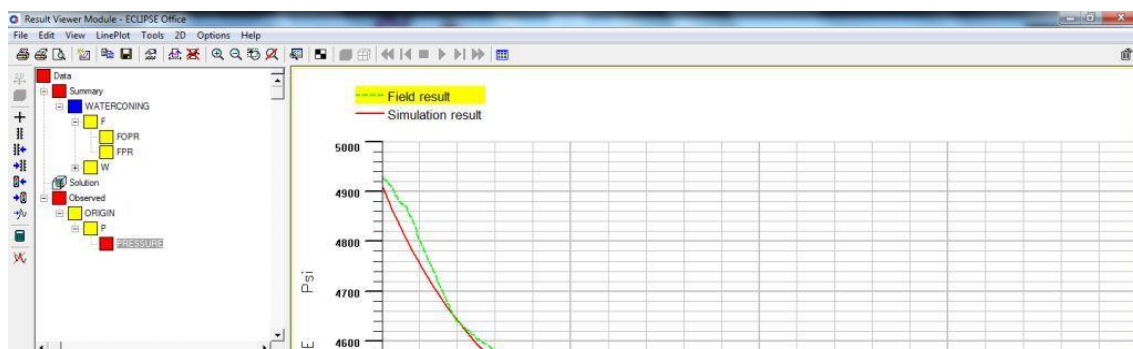
شبیه سازی برای چاه A در بازه زمانی ۹ ساله و برای چاه B در بازه زمانی ۳ ساله صورت گرفته است. این به این خاطر می باشد که چاه A پس از یک دوره تولید ۹ ساله به خاطر تولید آب بسیار زیاد بسته شده و روی آن عملیات تعمیر چاه^۱ انجام شده است. چاه B نیز دارای عمر کم می باشد و سه سال پیش وارد مدار تولید شده است. همچنین دبی تولید نفت برای چاه A در حدود ۳۰۰۰ بشکه در روز و برای چاه B در حدود ۲۰۰۰ بشکه در روز می باشد. همان طور که در قسمت فرضیات تحقیق در بخش اول ذکر گردید، لایه آبران در مکانیزم تولید از مخزن بیشترین سهم را دارد. یعنی در صورت افت فشار مخزن ناشی از تولید مداوم، لایه آبران با بالا آمدن و پیشروی در لایه نفتی باعث ثابت ماندن دبی تولید می شود. به عبارتی دیگر لایه آبران با هل دادن نفت به داخل چاه مانع از کاهش دبی تولید می گردد. مطابق شکل (۴-۶)، در چاه A نیز بلافاصله پس از شروع تولید، فشار چاه نیز کاهش

¹ - Workover

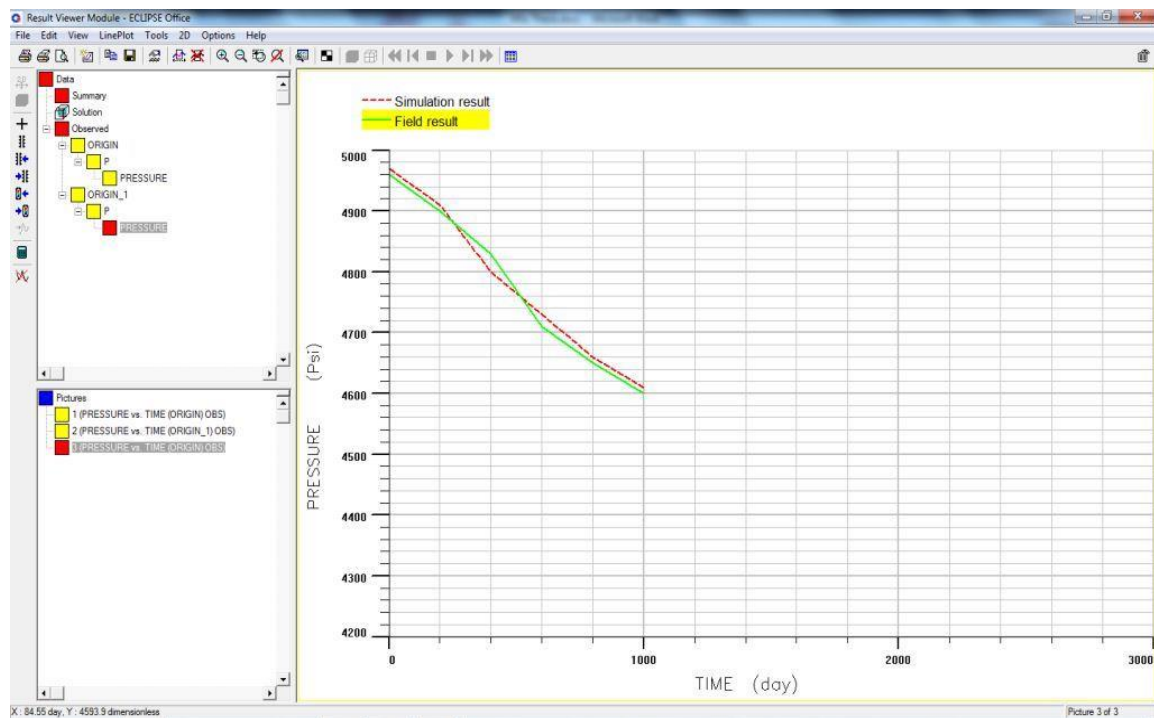
می یابد. این کاهش فشار تا جایی ادامه پیدا می کند که دیگر مخزن قادر به ثابت نگه داشتن دبی نمی باشد و اینجاست که لایه آبی شروع به پیشروی در مخزن می کند تا افت تولید از این طریق جبران شود. مطابق شکل (۴-۷)، بعد از گذشت ۲۵۰ روز از تولید چاه A و به ازای افت فشار psi ۴۶۵۰ (مطابق شکل ۴-۶) مخروط آبی ایجاد شده به چاه می رسد. در واقع زمان میان شکن برای چاه A، ۲۵۰ روز می باشد (یعنی مطابق شکل ۴-۶ بعد از گذشت ۲۵۰ روز از تولید چاه A، برش آب افزایش می یابد). در ادامه نیز با کاهش بیشتر فشار تولیدی، آب بیشتری به منظور ثابت نگه داشتن دبی داخل چاه می شود. البته با توجه به دبی تولید بالای این چاه، قابل پیش بینی بود که چاه مذکور خیلی زود به آب برسد. اما این وضعیت برای چاه B مشاهده نمی شود. چاه B علیرغم گذشت سه سال از تولید، دچار مشکل تولید آب نیست که این امر از طرفی به خاطر دبی پایین تر چاه می باشد و از طرف دیگر به خاطر این است که چاه B از بالا مشبک شده است، به عبارتی دیگر بازه های مشبک کاری در چاه B در زون های بالا و در چاه A در زون های وسط قرار دارند.

۴-۳-۴ اعتبار سنجی نتایج حاصل از شبیه سازی

بدیهی است بدون داشتن مدلی که بتواند شرایط واقعی چاه و مخزن را به درستی شبیه سازی کند، نمی توان به درستی به بررسی پدیده مورد نظر پرداخت و چه بسا باعث گرفتن نتایج غلط و به دور از واقعیت می شود. از این رو در این بخش از تحقیق سعی شده است با مقایسه نتایج واقعی و شبیه سازی شده صحت مدل مخزنی بررسی شود و به نوعی مدل تهیه شده اعتبارسنجی شود. شکل های (۴-۸) و (۴-۹) فشار تولیدی حاصل از مدل شبیه سازی شده و فشارهای واقعی سیال چاه را برای چاه های A و B با هم مقایسه می کند.



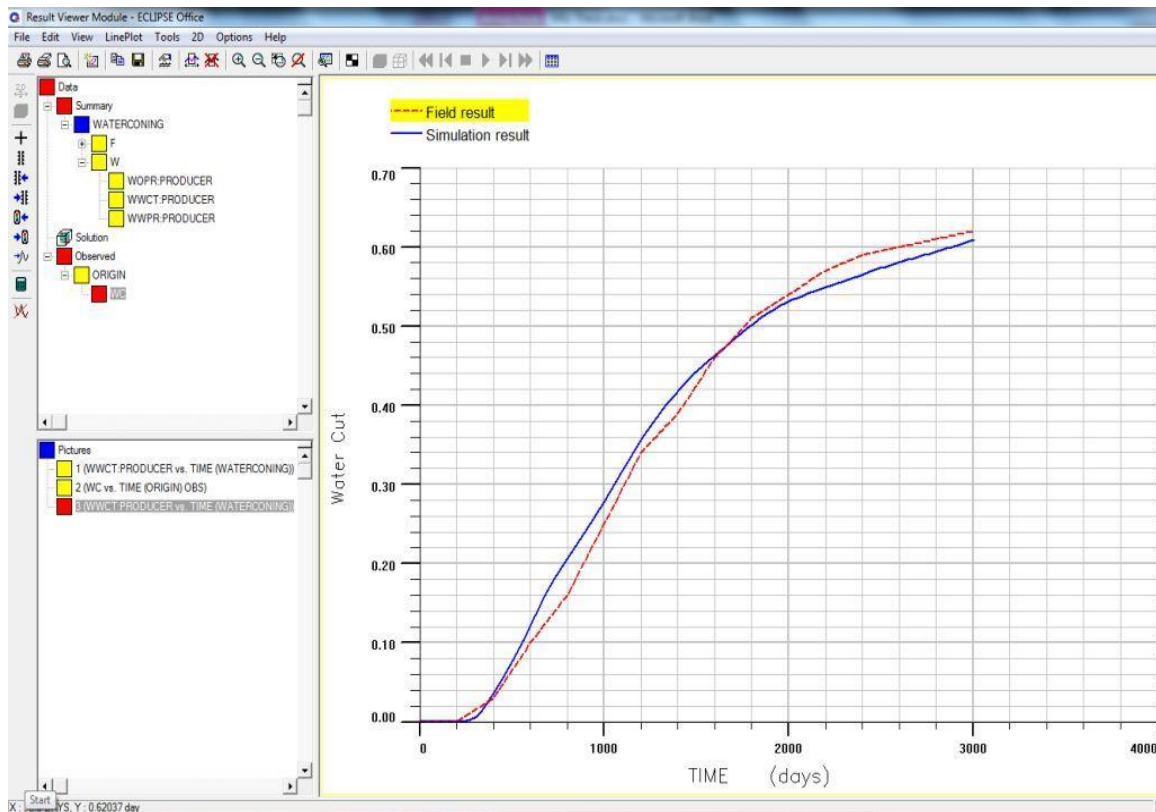
شکل ۴-۸ مقایسه فشار تولیدی حاصل از مدل شبیه سازی شده و فشارهای واقعی سیال چاه برای چاه A



شکل ۴-۹ مقایسه فشار تولیدی حاصل از مدل شبیه سازی شده و فشارهای واقعی سیال چاه برای چاه B

همان طور که هر دو شکل فوق مشاهده می شود، نتایج حاصل از مدل سازی بسیار به واقعیت نزدیک است؛ بطوریکه در اکثر نقاط روند کاهش فشارها شبیه یکدیگر است. دلیل این کاهش فشارها نیز در قسمت قبل گفته شد. شکل (۴-۱۰) نیز درصد برش آب شبیه سازی شده توسط نرم افزار و

مقادیر واقعی برش آب را برای چاه A نشان می‌دهد. لازم به ذکر می‌باشد که به دلیل آنکه هنوز در چاه B مشکل تولید آب اتفاق نیفتاده و مقدار برش آب در نتایج شبیه‌سازی و مقادیر واقعی صفر می‌باشد، برای این چاه شکلی تهیه نشده است. در اینجا نیز دو نمودار تقریباً بر هم منطبق هستند و خطای شبیه‌سازی مطابق جدول (۴-۷) قابل قبول می‌باشد. هدف نهایی این مدل‌سازی این است که بتوان با استفاده از آن، دبی بحرانی و زمان میان‌شکن آب را تخمین زد. این امر فقط در صورتی میسر می‌باشد که اطمینان حاصل کنیم که مدل مذکور، به درستی شرایط مخزن و چاه را شبیه‌سازی کند. دلیل اعتبارسنجی در این قسمت نیز همین می‌باشد.



شکل ۴-۱۰ درصد برش آب شبیه‌سازی شده توسط نرم‌افزار و مقادیر واقعی برش آب برای چاه A

جدول ۴-۷ مقادیر خطای نرم‌افزار برای شبیه‌سازی مقادیر برش آب در چاه A

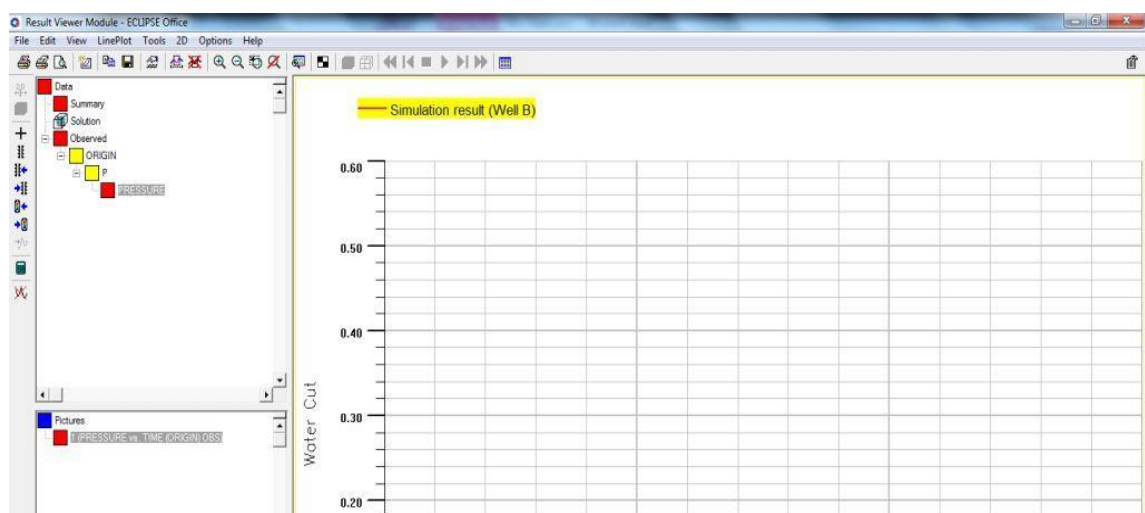
زمان (روز)	برش آب (مقادیر واقعی)	برش آب (حاصل از مدل‌سازی)	درصد خطا
۲۰۰	۰	۰	۰
۵۰۰	۰/۰۶	۰/۰۷	۱۶/۷

۱۰۰۰	۰/۲۷	۰/۲۵	۸
۱۵۰۰	۰/۴۴	۰/۴۲	۴/۸
۲۰۰۰	۰/۵۳	۰/۵۴	۱/۹
۲۵۰۰	۰/۵۷	۰/۵۹	۳/۴
۳۰۰۰	۰/۶۱	۰/۶۲	۱/۶

مقادیر خطای نرم افزار در جدول (۴-۷) مناسب و قابل قبول می باشد. این بدان معنی است که مدل مذکور می تواند با همین درصد کم خطا دبی بحرانی و زمان میان شکن آب را برای چاه B تخمین بزند.

۴-۳-۵ تخمین دبی بحرانی و زمان میان شکن آب

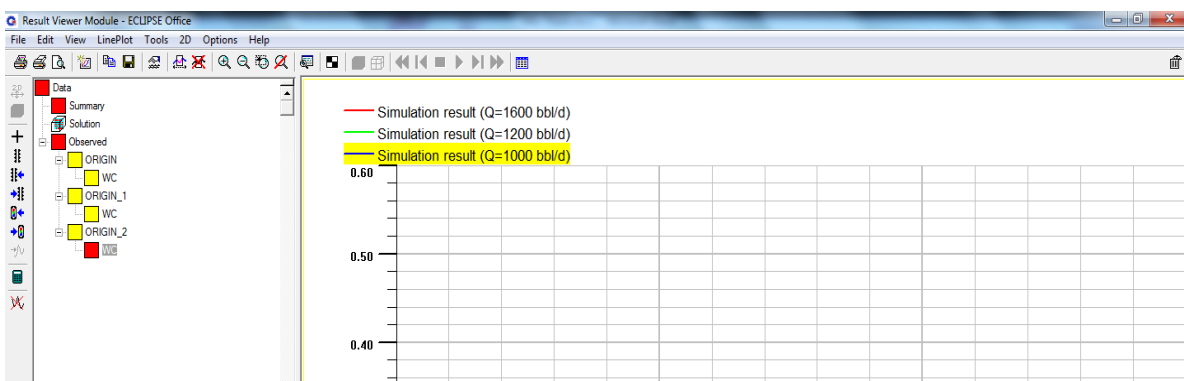
پس از اعتبارسنجی مدل نرم افزاری و اطمینان از صحت عملکرد آن، باید زمان میان شکن آب و دبی بحرانی برای چاه B تخمین زده شود. برای این کار، بازه شبیه سازی برای چاه B، برای بیشتر از ۳ سال انجام شد تا شرایط تولید این چاه در چند سال آینده بررسی شود. نتیجه این بررسی ها در شکل (۴-۱۱) آورده شده است.



شکل ۴-۱۱ تخمین زمان میان شکن آب برای چاه B

همان طور که از نتایج شبیه سازی (شکل ۴-۱۱) مشخص می شود، زمان میان شکن آب برای چاه B در حدود ۱۴۰۰ روز می باشد و بعد از گذشت ۲۰۰۰ روز از تولید، مقدار برش آب به ۰/۱۲ می رسد. البته مقدار آب تولید شده کمتر در این چاه نسبت به چاه A به دلیل دبی تولید کمتر و همچنین مشبک کاری در بازه های مناسب تر می باشد.

برای تخمین دبی بحرانی نیز به همین صورت عمل خواهد شد. بدین صورت که مطابق شکل (۴-۱۲) رفتار چاه B برای میزان دبی های مختلف (برای ۳ دبی ۱۰۰۰، ۱۲۰۰ و ۱۶۰۰ بشکه در روز) شبیه سازی شده و در هر دبی میزان تولید آب بررسی شده است. بر اساس نتایج شبیه سازی مشخص شد که برای دبی تولید ۱۰۰۰ بشکه در روز میزان تولید آب در این چاه برای مدت ۳۰۰۰ روز زیر ۰/۰۲ باقی می ماند که می توان این دبی را به عنوان دبی بحرانی چاه B در نظر گرفت. البته باید در نظر داشت که در اکثر چاه های نفتی همیشه درصد ناچیزی از برش آب وجود دارد. این به این معنی نیست که چاه مذکور دچار مشکل تولید آب شده است. بلکه به خاطر وجود آب همراه نفت می باشد که این امر در مخازن طبیعی امری طبیعی است. از این رو می توان گفت که چاه B با دبی تولید ۱۰۰۰ بشکه در روز دچار درصد بالایی از تولید آب نمی شود.



فصل پنجم:

شکل ۴-۱۲ تخمین دبی بحرانی نفت برای چاه B

بررسی عوامل موثر بر مخروطی شدن آب

۵-۱ مقدمه

مخروطی شدن آب در مخازن نفتی به پارامترهای مختلفی از جمله اختلاف دانسیته میان آب و نفت، نسبت ویسکوزیته نفت و آب، نسبت تحرک پذیری، نسبت نفوذپذیری سازند، فشار موئینگی، ترشوندگی سنگ مخزن و دبی تولید نفت بستگی دارد. به طور کلی عوامل یادشده را می‌توان در ۴ گروه اصلی: پارامترهای مربوط به سیال مخزن (اختلاف دانسیته، نسبت ویسکوزیته و...)، پارامترهای مربوط به سنگ مخزن (نسبت نفوذ پذیری و...)، پارامترهای مشترک سنگ و سیال (ترشوندگی و...) و پارامترهای مربوط به چاه (دبی تولید و...) دسته‌بندی کرد. در ادامه این فصل تعدادی از مهم‌ترین پارامترهای مربوط به هر گروه بررسی و حساسیت سنجی می‌شود و راهکارهای عملی برای حل مشکل مخروطی شدن در هر قسمت ارائه خواهد شد. در انتهای فصل نیز با استفاده از نمودار عنکبوتی^۱ مشخص خواهد شد که نقش کدام یک از پارامترها در بروز و پیشرفت این پدیده بیشتر است.

۵-۲ تأثیر خواص مربوط به سیال مخزن

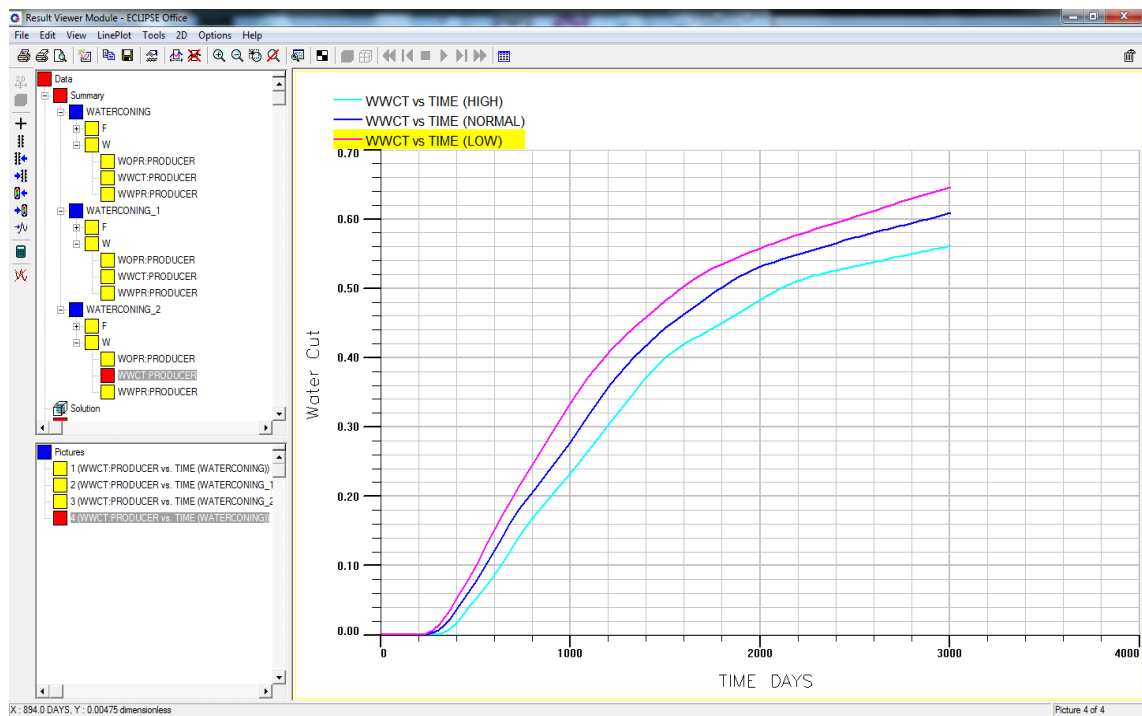
۵-۲-۱ تأثیر اختلاف دانسیته

مخازن هیدروکربوری در حالت کلی می‌توانند حاوی سه نوع سیال آب، نفت و گاز باشند. در این صورت به علت تفاوت موجود در دانسیته سه نوع سیال، لایه گازی در قسمت بالا، لایه آب در قسمت پایین و لایه نفتی در قسمت میانی مخزن جای می‌گیرند. اجزا هیدروکربوری سنگین موجود در نفت و املاح معدنی محلول در آب مخزن به ترتیب عوامل موثر در بالا رفتن دانسیته نفت و آب مخزن می‌باشند. در حالی که دانسیته آب‌های موجود در مخازن نفت مختلف نسبت به یکدیگر تفاوت خیلی زیادی نمی‌کنند، در مورد دانسیته نفت در این محدوده، تغییرات تا حدودی وسیع می‌باشد. از این رو در عمل دانسیته نفت مخزن از اهمیت بیشتری برخوردار است، اما در هر حال این اختلاف دانسیته آب و نفت مخزن است که در نحوه جایگزینی این دو فاز نسبت به یکدیگر موثر می‌باشد. در واقع این عوامل سبب می‌گردند که سطح تماس بین دو فاز به یک منطقه تبدیل گردد که در آن از پایین به بالا بتدریج مقدار درصد اشباع فاز آب از صد در صد اولیه در منطقه آبی کاسته شود، تا به مقدار درصد آب همزاد مخزن برسد که در این مرحله وارد منطقه نفت مخزن می‌شویم. با افزایش اختلاف دانسیته میان آب

¹ - Spider plot

ونفت، حرکت مخروطی آب با تأخیر بیش تری ایجاد می شود. هرچه اختلاف دانسیته بیشتر باشد، ارتفاع مخروط بوجود آمده کمتر خواهد بود؛ در نتیجه در مخازن نفت سنگین، تمایل به مخروطی شدن بیش از مخازن نفت سبک است. بنابر این هر چه دانسیته نفت بیشتر باشد تولید آب نیز افزایش می یابد. از سوی دیگر وجود املاح درون آب باعث بالا رفتن دانسیته آب و کاهش تولید آن می شود. چون افزایش اختلاف دانسیته باعث افزایش نیروی گرانشی شده و مدت زمان بیشتری طول می کشد تا نیروی دینامیک رو به بالا بتواند بر این نیرو غلبه کند.

شکل (۵-۱)، نتایج حاصل از مدل سازی مخزن مورد نظر را برای درصد آب تولیدی برای سه حالت دانسیته نرمال، کم و زیاد نفت نشان می دهد (دانسیته آب ثابت و برابر $74/91$ پوند بر فوت مکعب است). اختلاف دانسیته در حالت نرمال $22/91$ می باشد (دانسیته نفت برابر 52 پوند بر فوت مکعب است) که با کاهش آن به $12/8$ (دانسیته نفت برابر $62/1$ پوند بر فوت مکعب است) میزان آب تولیدی افزایش یافته و با افزایش آن به 32 (دانسیته نفت برابر $42/9$ پوند بر فوت مکعب است) میزان آب تولیدی کاهش می یابد.



شکل ۵-۱ میزان تولید آب برای اختلاف دانسیته های مختلف نفت و آب

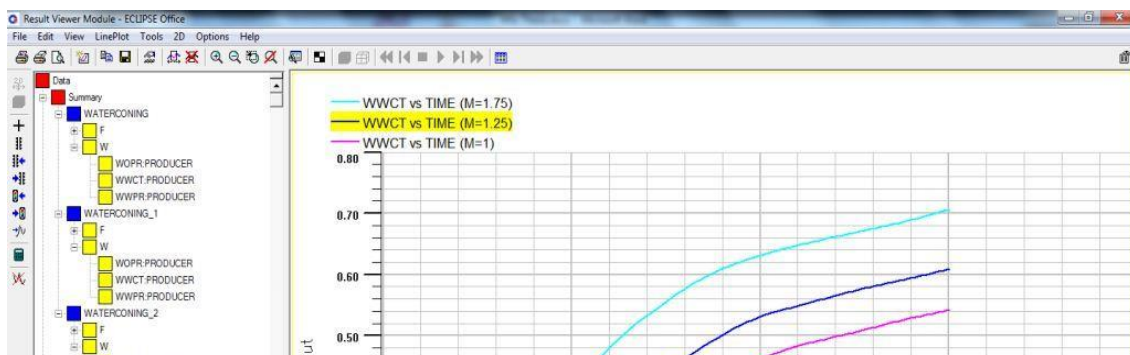
در این حالت (در مخازن نفت سنگین یا مخازنی که اختلاف دانسیته نفت و آب کم باشد)، باید تزریق گاز به مخزن به صورت پیوسته انجام شود. زیرا اصولاً گاز دانسیته کمتری نسبت به آب دارد و با تزریق گاز به مخزن و در نتیجه حل شدن گاز در نفت، دانسیته نفت کاهش پیدا می‌کند.

۲-۲-۵ تأثیر نسبت ویسکوزیته

نسبت ویسکوزیته نفت به آب از جمله مهمترین عوامل مؤثر بر زمان میان‌شکن و درصد برش آب است که این نسبت با M نشان داده می‌شود. در حالتی که آب و نفت ویسکوزیته مشابهی داشته باشند، سطح تماس آب و نفت حالت پایدار خود را در تمام دبی‌های جریان حفظ خواهد نمود. به عبارت دیگر برای مخازن با گرانروی نفت بالا، ارتفاع مخروط بوجود آمده افزایش پیدا کرده و مخروط زودتر به چاه تولیدی می‌رسد.

شکل (۲-۵) نتایج مدل‌سازی مخزن مورد مطالعه را به صورت درصد تولید آب برای نسبت‌های مختلف دانسیته نفت به آب یا همان M نشان می‌دهد. در حالت نرمال این نسبت $1/25$ است که در بازه زمانی ۳۰۰۰ روز با کاهش آن به ۱ میزان آب تولیدی ۱۰٪ کاهش می‌یابد و با افزایش آن به $1/75$ میزان آب تولیدی ۱۶٪ افزایش می‌یابد.

با توجه به نتایج شبیه‌سازی مشخص می‌گردد که با افزایش پارامتر M سرعت ورود آب به بلوک ماتریس کاهش یافته و در نتیجه آب توسط شکاف‌ها که دارای تخلخل و تراوایی بیشتری نسبت به ماتریکس می‌باشند، به سمت چاه تولیدی حرکت می‌نماید. در این حالت عملیات بازیافت حرارتی که شامل تزریق آب داغ از طریق چاه تزریقی است، کمک مؤثری در کاهش میزان تولید آب خواهد داشت. همچنین می‌توان با افزایش ویسکوزیته آب توسط افزودن مواد پلیمری پارامتر M را به نفع کاهش پدیده مخروطی شدن کاهش داد.

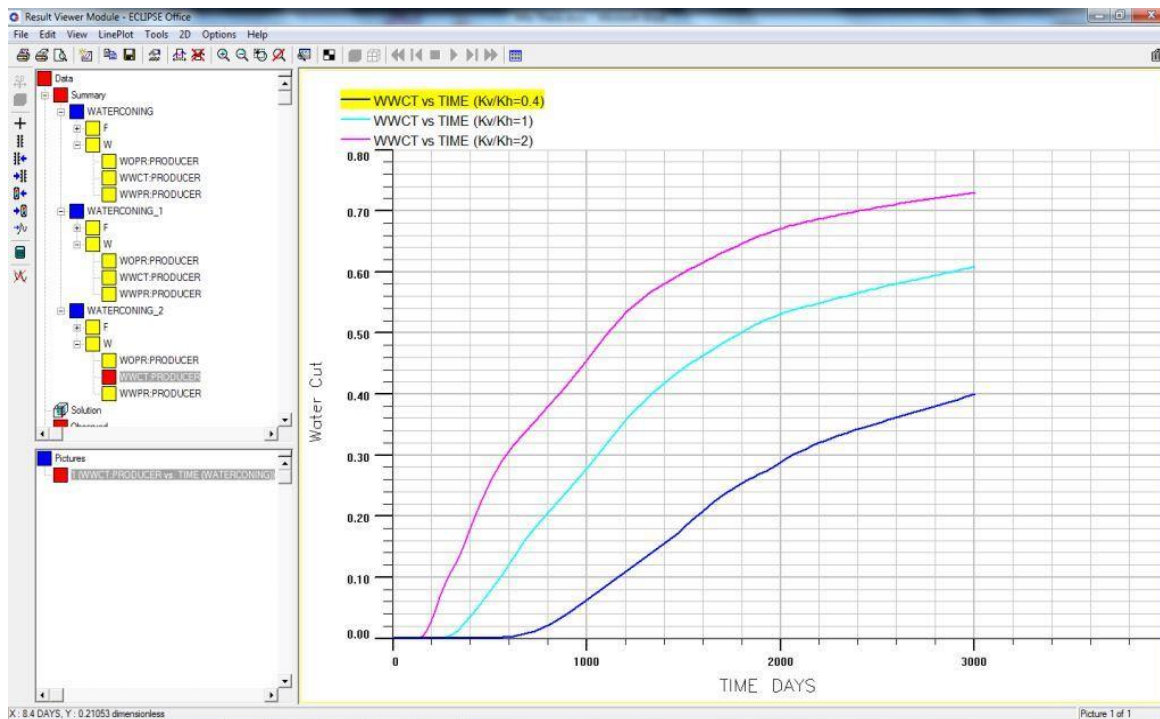


شکل ۵-۲ میزان تولید آب برای نسبت ویسکوزیته‌های مختلف نفت به آب

۵-۳ تأثیر خواص مربوط به سنگ مخزن

۵-۳-۱ تأثیر نسبت نفوذپذیری

نسبت نفوذپذیری عمودی به نفوذپذیری افقی سنگ را نسبت نفوذپذیری (K_v/K_h) گویند که این عامل نیز می‌تواند در پیشرفت پدیده مخروطی شدن مؤثر باشد. هر چه این نسبت بیشتر باشد، مقدار برش آب به دست آمده نیز بیش تر خواهد بود. این مسئله به خاطر این است که هر چه نفوذپذیری سنگ مخزن در جهت افقی بیشتر باشد، توزیع مخروط بوجود آمده در راستای افقی نیز بیشتر از راستای عمودی است؛ بنابر این تولید آب نیز کمتر شده و زمان میان شکنی دیرتر خواهد بود. به عبارت دیگر با افزایش تراوایی افقی، مخروط ایجاد شده افقی گسترش پیدا خواهد کرد، نه عمودی. شکل شماره (۵-۳) نتایج مدل‌سازی مخزن مورد نظر را برای درصد تولید آب برای سه حالت نسبت نفوذپذیری نرمال، کم و زیاد نشان می‌دهد. در حالت نرمال این نسبت ۱ می‌باشد که با کاهش این مقدار به $0/4$ میزان آب تولیدی 33% کاهش و با افزایش این مقدار به ۲ میزان آب تولیدی 20% افزایش می‌یابد. البته نسبت نفوذپذیری از عوامل غیر قابل کنترل مخزن می‌باشد. اما می‌توان با استفاده از روش‌های غیرمستقیم مانند مشبک‌کاری چاه‌ها از بالای مخزن (بیشترین فاصله از سطح تماس آب و نفت) باعث تأخیر در وقوع پدیده مخروطی شدن شد.



شکل ۳-۵ میزان تولید آب برای نسبت نفوذپذیری‌های مختلف سنگ مخزن

۲-۳-۵ تأثیر خواص شکاف

در این قسمت خواصی مانند اندازه شکاف و تراوایی آن به عنوان پارامترهای تأثیرگذار بر پدیده مخروطی شدن مطالعه می‌شود. هم‌چنین تأثیر تراوایی و اندازه شکاف در دو جهت افقی و عمودی بررسی می‌گردند.

الف- تأثیر تراوایی شکاف در جهت افقی

برای این منظور، مدل مخزنی ساخته شده در فصل قبل برای سه حالت از تراوایی افقی شکاف شبیه‌سازی شد. جدول (۱-۵) میانگین تراوایی شکاف در جهت افقی در هر یک از حالت‌ها را مشخص می‌کند.

جدول ۱-۵ میانگین تراوایی شکاف در جهت افقی در حالت‌های مختلف مدل ساخته شده

میانگین تراوایی (میلی داری)	مدل
۲۰۵	حالت شماره ۱
۵۰۵	حالت شماره ۲ (نرمال)
۱۰۰۵	حالت شماره ۳

البته شکل (۳-۴) به خوبی موقعیت قرار گرفتن این شکاف‌ها را در مخزن مربوطه نشان می‌دهد.

نتایج شبیه‌سازی انجام‌شده برای مخزن موردنظر برای هر یک از حالت‌های سه‌گانه تراوایی افقی

شکاف در جداول (۲-۵) الی (۴-۵) آمده است.

جدول ۵-۲ تأثیر تراوایی شکاف در جهت افقی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۱)

زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۲۹
۱۰۰۰	۰/۴۷
۱۵۰۰	۰/۵۵
۲۰۰۰	۰/۶۱
۲۵۰۰	۰/۶۵
۳۰۰۰	۰/۶۹

جدول ۵-۳ تأثیر تراوایی شکاف در جهت افقی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۲)

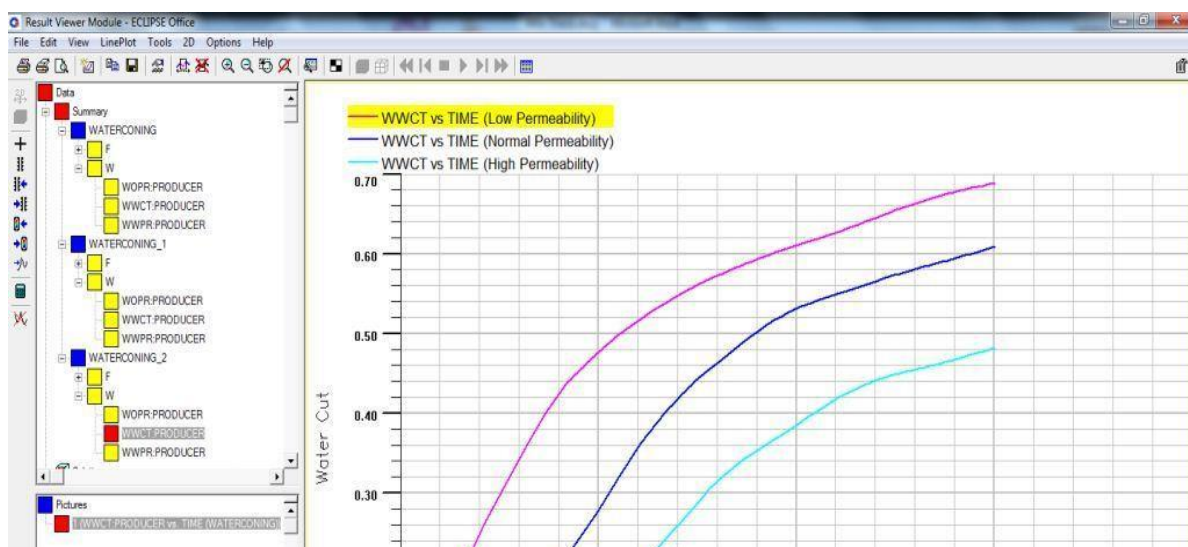
زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۰۷
۱۰۰۰	۰/۲۷
۱۵۰۰	۰/۴۴
۲۰۰۰	۰/۵۳
۲۵۰۰	۰/۵۷
۳۰۰۰	۰/۶۱

جدول ۵-۴ تأثیر تراوایی شکاف در جهت افقی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۳)

زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۰۱
۱۰۰۰	۰/۱۵

۱۵۰۰	۰/۲۸
۲۰۰۰	۰/۳۸
۲۵۰۰	۰/۴۵
۳۰۰۰	۰/۴۸

شکل شماره (۴-۵) نیز درصد آب تولیدی را برای تراوایی‌های افقی مختلف شکاف نشان می‌دهد. با توجه به نتایج شبیه‌سازی مشخص می‌گردد که با افزایش تراوایی شکاف در جهت افقی میزان آب تولیدشده کاهش می‌یابد. نتایج نشان می‌دهد که به طور کلی افزایش تراوایی شکاف به اندازه چهار برابر مقدار اولیه در جهت افقی باعث می‌گردد که مقدار برش آب ۳۰٪ کاهش پیدا کند (شکل ۴-۵)؛ زیرا در سیستم شعاعی، حرکت سیال به طرف چاه تولیدی در جهت افقی صورت گرفته و افزایش تراوایی در این جهت باعث تقویت حرکت سیال هیدروکربوری و در نتیجه کاهش تولید آب می‌گردد. برای کنترل این پارامتر، باید از عملیات اسیدکاری استفاده کرد. زیرا اسید کاری در جهت شکاف افقی، باعث بازتر شدن و افزایش تراوایی افقی می‌گردد و در نتیجه حرکت نفت آسان‌تر شده و شدت پدیده مخروطی شدن به میزان قابل توجهی کاهش می‌یابد.



شکل ۴-۵ میزان تولید آب برای تراوایی‌های مختلف شکاف در جهت افقی

ب- تأثیر تراوایی شکاف در جهت عمودی

برای این منظور، مدل مخزنی ساخته شده در فصل قبل برای سه حالت از تراوایی عمودی شکاف شبیه‌سازی شد. جدول (۵-۵) میانگین تراوایی شکاف در جهت عمودی در هر یک از حالت‌ها را مشخص می‌کند.

جدول ۵ - ۵ میانگین تراوایی شکاف در جهت عمودی

مدل	میانگین تراوایی (میلی داریسی)
حالت شماره ۱	۱۰۰۰
حالت شماره ۲ (نرمال)	۱۵۰۰
حالت شماره ۳	۲۰۰۰

البته شکل (۳-۴) به خوبی موقعیت قرار گرفتن این شکاف‌ها را در مخزن مربوطه نشان می‌دهد. نتایج شبیه‌سازی انجام شده برای مخزن موردنظر برای هر یک از حالت‌های سه‌گانه تراوایی عمودی شکاف در جداول (۵-۶) الی (۵-۸) آمده است.

جدول ۵-۶ تأثیر تراوایی شکاف در جهت عمودی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۱)

زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۰۰۱
۱۰۰۰	۰/۰۶
۱۵۰۰	۰/۱۴
۲۰۰۰	۰/۲۳
۲۵۰۰	۰/۳۰
۳۰۰۰	۰/۳۸

جدول ۵- ۷- تأثیر تراوایی شکاف در جهت عمودی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۲)

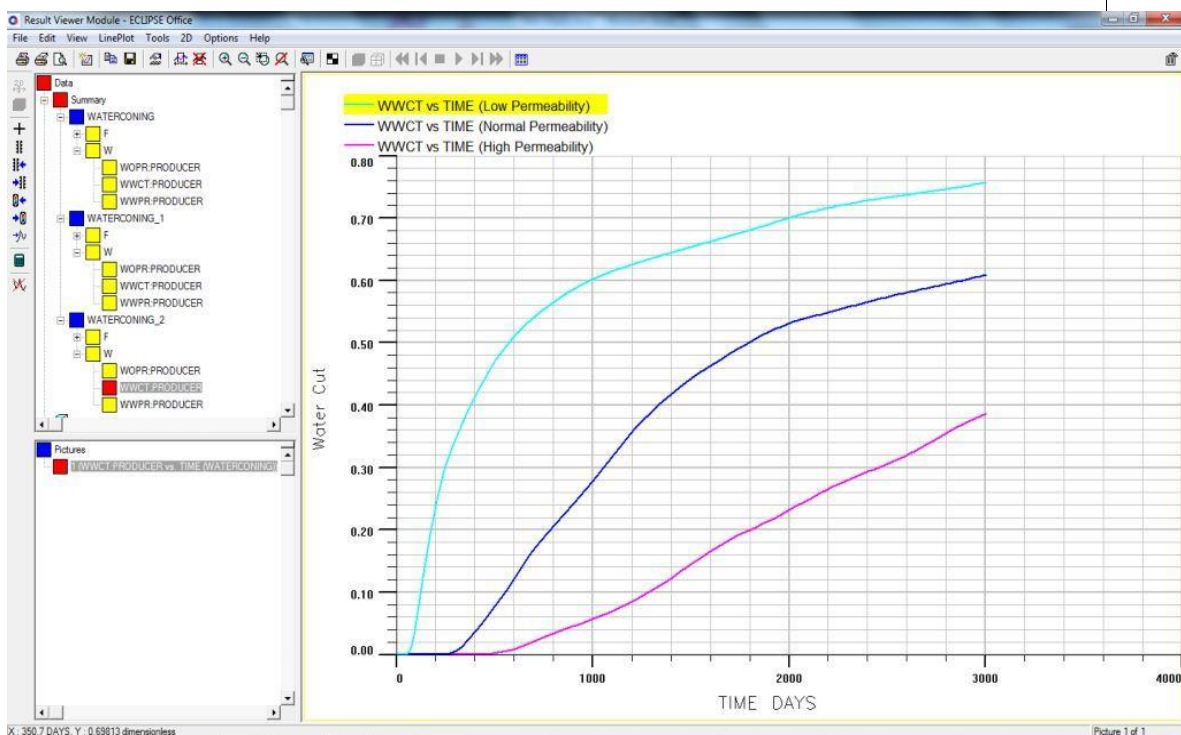
زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۰۷
۱۰۰۰	۰/۲۷
۱۵۰۰	۰/۴۴
۲۰۰۰	۰/۵۳
۲۵۰۰	۰/۵۷
۳۰۰۰	۰/۶۱

جدول ۵- ۸- تأثیر تراوایی شکاف در جهت عمودی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۳)

زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۴۷
۱۰۰۰	۰/۶۰
۱۵۰۰	۰/۶۵

۲۰۰۰	۰/۷۰
۲۵۰۰	۰/۷۳
۳۰۰۰	۰/۷۵

علاوه بر آن رابطه تراوایی‌های مختلف شکاف در جهت عمودی با میزان آب تولیدی در شکل شماره (۵-۵) نیز نشان داده شده است (منظور از تراوایی کم، نرمال و زیاد به ترتیب عبارت است از ۱۰۰۰، ۱۵۰۰ و ۲۰۰۰ میلی داریسی).



شکل ۵-۵ میزان تولید آب برای تراوایی‌های مختلف شکاف در جهت عمودی

نتایج شبیه‌سازی (جداول ۵-۶ الی ۵-۸ و شکل ۵-۵) نشان می‌دهد تراوایی شکاف در حالت عمودی از دیگر پارامترهای بسیار تأثیرگذار در پدیده مخروطی شدن آب می‌باشد؛ به طوری که افزایش ۱۰۰ درصدی در مقدار تراوایی شکاف در جهت عمودی باعث می‌شود مقدار برش آب نیز ۱۰۰٪ افزایش پیدا کند. این امر ناشی از آن است که آب آبران از طریق شکاف‌های عمودی به طرف چاه تولیدی حرکت می‌کند. بنابراین افزایش تراوایی شکاف در این جهت باعث می‌گردد جبهه آب سریعتر به چاه تولیدی رسیده و در نهایت میزان برش آب افزایش یابد. چون کنترل کردن این پارامتر کار

سختی است و اغلب غیرممکن است، لذا پیشنهاد می‌شود از روش‌های غیرمستقیم برای کنترل این پارامتر مانند مشبک‌کاری چاه از بالای مخزن (بیشترین فاصله از سطح تماس آب و نفت) و یا اسیدکاری مخزن در بازه‌های مشبک‌کاری استفاده کرد. با انجام روش‌های ذکر شده، زمان وقوع پدیده مخروطی شدن تا حدی به تأخیر می‌افتد.

ج- تأثیر طول شکاف در جهت افقی

برای این منظور، مدل مخزنی ساخته شده در فصل قبل برای سه حالت از طول افقی شکاف شبیه‌سازی شد. جدول (۵-۹) میانگین طول شکاف در جهت افقی در هر یک از حالت‌ها را مشخص می‌کند.

جدول ۵ - ۹ طول شکاف در جهت افقی در حالت‌های مختلف مدل ساخته شده

مدل	میانگین طول شکاف (فوت)
حالت شماره ۱	۳
حالت شماره ۲ (نرمال)	۵
حالت شماره ۳	۸

منظور از حالت نرمال جدول فوق این است که در هر یک از شبکه‌های مخزن شبیه‌سازی شده، به اندازه ۵ فوت شکاف افقی خواهیم داشت. برای دو حالت دیگر نیز همین قضیه صدق می‌کند. همچنین متوسط تراوایی شکاف در هر یک از مدل‌های سه‌گانه برابر ۵۰۰ میلی‌داری (مطابق جدول ۴-۶) است. نتایج شبیه‌سازی انجام شده برای مخزن مورد نظر برای هر یک از حالت‌های سه‌گانه طول افقی شکاف در جداول (۵-۱۰) الی (۵-۱۲) آمده است.

جدول ۵ - ۱۰ تأثیر طول شکاف در جهت افقی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۱)

زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۰۴
۱۰۰۰	۰/۲۲
۱۵۰۰	۰/۴
۲۰۰۰	۰/۵۲

۲۵۰۰	۰/۵۷
۳۰۰۰	۰/۶۱

جدول ۵- ۱۱ تأثیر طول شکاف در جهت افقی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۲)

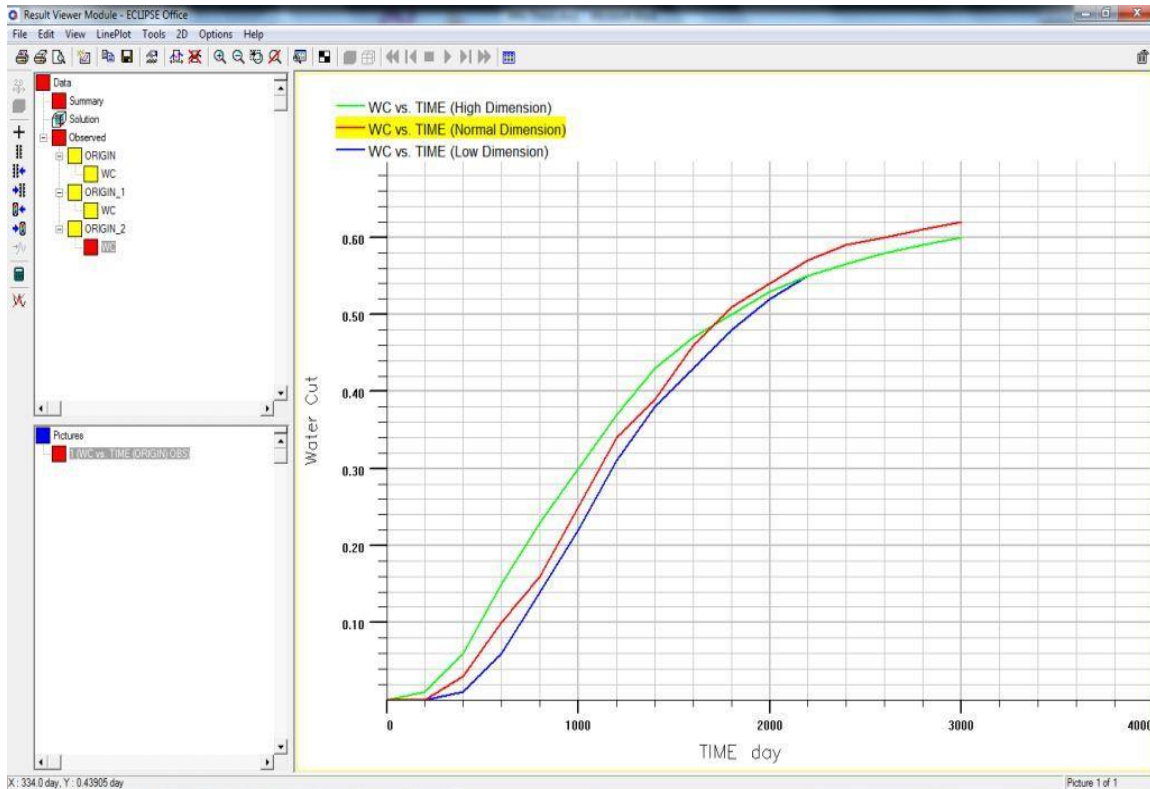
زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۰۷
۱۰۰۰	۰/۲۷
۱۵۰۰	۰/۴۴
۲۰۰۰	۰/۵۳
۲۵۰۰	۰/۵۷
۳۰۰۰	۰/۶۱

جدول ۵- ۱۲ تأثیر طول شکاف در جهت افقی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۳)

زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۱
۱۰۰۰	۰/۳
۱۵۰۰	۰/۴۵
۲۰۰۰	۰/۵۳
۲۵۰۰	۰/۵۷
۳۰۰۰	۰/۶۱

شکل شماره (۵-۶) به خوبی رابطه میان طول شکاف در جهت افقی و میزان آب تولیدشده را نشان می‌دهد. با توجه به نتایج شبیه‌سازی مشخص می‌گردد که طول شکاف در جهت افقی بر روی میزان آب تولیدشده تأثیر چندانی نداشته و در درازمدت مقدار آب تولیدی در هر سه حالت تقریباً به هم نزدیک می‌شوند. این پدیده به دلیل آن است که شکاف‌های افقی در هدایت آب متعلق به آبران به سمت چاه تولیدی نقشی نداشته و در واقع سیال هیدروکربوری (نفت) است که با استفاده از شکاف‌های افقی و در اثر افت فشار حاصل از برداشت به سمت چاه تولیدی حرکت می‌کند. به همین خاطر بزرگ و یا کوچک بودن طول شکاف در جهت افقی بر پدیده مخروطی شدن آب بی‌تأثیر می‌باشد و

بیشتر به خاطر درک تأثیر تمام خصوصیات شکاف بر روی پدیده مخروطی شدن است که در این بخش آورده شده است.



شکل ۵-۶ میزان تولید آب برای طول‌های مختلف شکاف در جهت افقی

د- تأثیر طول شکاف در جهت عمودی

برای این منظور، مدل مخزنی ساخته شده در فصل قبل برای سه حالت از طول عمودی شکاف شبیه‌سازی شد. جدول (۵-۱۳) میانگین طول شکاف در جهت عمودی در هر یک از حالت‌ها را مشخص می‌کند.

جدول ۵-۱۳ طول شکاف در جهت عمودی در حالت‌های مختلف مدل ساخته شده

مدل	میانگین طول شکاف (فوت)
حالت شماره ۱	۹
حالت شماره ۲ (نرمال)	۶
حالت شماره ۳	۴/۵

منظور از حالت نرمال جدول فوق این است که در هر یک از شبکه‌های مخزن شبیه‌سازی شده، به اندازه ۶ فوت شکاف عمودی خواهیم داشت. برای دو حالت دیگر نیز همین قضیه صدق می‌کند. همچنین متوسط تراوایی شکاف در هر یک از مدل‌های سه‌گانه برابر ۱۵۰۰ میلی‌داریسی (مطابق جدول ۴-۶) است.

نتایج شبیه‌سازی عملکرد مخزن برای هر یک از حالت‌های سه‌گانه طول عمودی شکاف در جداول (۵-۱۴) الی (۵-۱۶) آمده است.

جدول ۵ - ۱۴ تأثیر طول شکاف در جهت عمودی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۱)

زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۰۷
۱۰۰۰	۰/۲۷
۱۵۰۰	۰/۴۴
۲۰۰۰	۰/۵۳
۲۵۰۰	۰/۵۷
۳۰۰۰	۰/۶۱

جدول ۵ - ۱۵ تأثیر طول شکاف در جهت عمودی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۲)

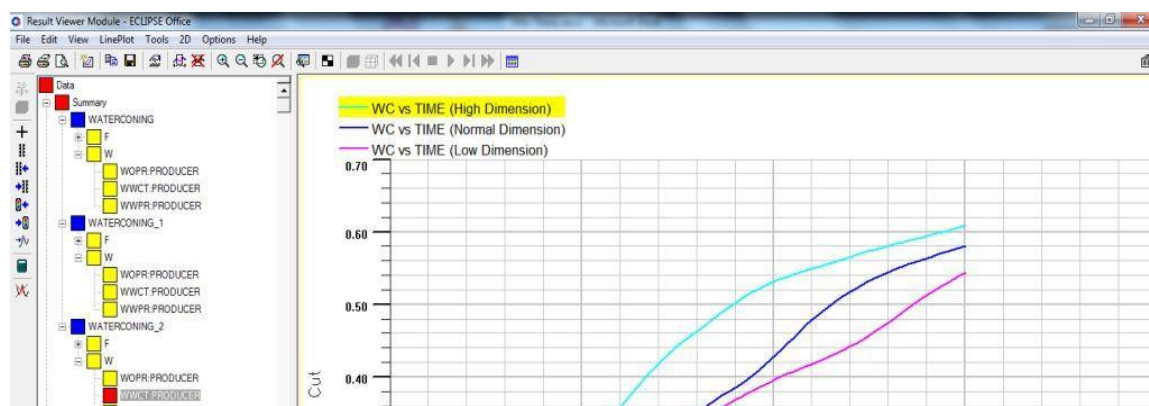
زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۰۶
۱۰۰۰	۰/۲۲
۱۵۰۰	۰/۳۳
۲۰۰۰	۰/۴۳

۲۵۰۰	۰/۵۳
۳۰۰۰	۰/۵۸

جدول ۵ - ۱۶ تأثیر طول شکاف در جهت عمودی بر روی میزان تولید آب (حالت شماره ۳)

زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۰۶
۱۰۰۰	۰/۲۰
۱۵۰۰	۰/۳۲
۲۰۰۰	۰/۳۹
۲۵۰۰	۰/۴۵
۳۰۰۰	۰/۵۴

رابطه بین طول شکاف در جهت عمودی و مقدار برش آب در شکل شماره (۵-۷) نیز به خوبی نشان داده شده است. با توجه به نتایج شبیه‌سازی مشخص می‌گردد که با افزایش طول شکاف در جهت عمودی میزان تولید آب نیز افزایش می‌یابد. بطوریکه با دو برابر شدن طول شکاف در جهت عمودی، مقدار برش آب تنها ۱۱٪ افزایش یافته است. این رقم نشان‌دهنده تأثیر اندک طول شکاف در این جهت بر روی مقدار آب تولیدی می‌باشد. دلیل آن که شکافهای عمودی بر روی میزان برش آب تأثیرگذار می‌باشند این است که آب متعلق با آبران، در اثر غلبه نیروی ویسکوز بر نیروی گراویتیته از طریق شکافهای عمودی به سمت چاه تولیدی حرکت می‌کند و وجود شکافهای بزرگتر در این جهت باعث می‌گردد که آب سریعتر به چاه تولیدی رسیده و مقدار برش آب افزایش می‌یابد. طول شکاف در جهت عمودی از پارامترهای غیرقابل کنترل می‌باشد، ولی با توجه به اینکه مطالعه حاضر یک تحقیق همه‌جانبه از تمام عواملی است که در پدیده مخروطی شدن آب مؤثر هستند، لذا این پارامتر هم در این بخش بررسی شده است.



شکل ۵-۷ میزان تولید آب برای طول‌های مختلف شکاف در جهت عمودی

۵-۴ تأثیر خواص مشترک سنگ و سیال

مهمترین پارامترهای مربوط به خواص مشترک سنگ و سیال، فشار موئینگی و تراوایی نسبی می‌باشند. با بررسی تأثیر خاصیت تراوایی نسبی بر پدیده مخروطی شدن به طور ضمنی اثر خاصیت ترشوندگی نیز مشخص می‌گردد.

۵-۴-۱ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی

به منظور بررسی تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر پدیده مخروطی شدن دو حالت در نظر گرفته شد. در حالت اول سنگ به صورت آب‌دوست^۱ و در حالت دوم سنگ به صورت نفت‌دوست^۲ در نظر گرفته شد.

الف- سنگ آب‌دوست

برای این منظور، مدل مخزنی ساخته شده در فصل قبل برای سه حالت از فشار موئینگی و تراوایی نسبی مختلف شبیه‌سازی شد. جداول شماره (۵-۱۷) الی (۵-۱۹) فشار موئینگی و تراوایی

^۱ - Water wet

^۲ - Oil wet

نسبی در هر یک از حالت‌ها را مشخص می‌نماید. لازم به ذکر می‌باشد که مقادیر زیر مربوط به ماتریس سنگ مخزن می‌باشد.

جدول ۵- ۱۷ فشار موئینگی و تراوایی نسبی به کارگرفته شده در حالت شماره ۱ (سنگ آبدوست)

S_w	K_{rw}	K_{ro}	P_{cow}
۰/۱	۰	۰/۸۹	۱/۵
۰/۲۵	۰/۰۶	۰/۸۵	۱/۴
۰/۳۵	۰/۱	۰/۸	۱
۰/۵	۰/۲	۰/۷	۰/۸۴
۰/۶	۰/۳۲	۰/۶۵	۰/۶۲
۰/۷	۰/۵۱	۰/۵۵	۰/۴۳
۰/۹	۰/۹۴	۰/۰۲	۰/۰۹
۱	۰/۹۹	۰	۰/۰۵

جدول ۵- ۱۸ فشار موئینگی و تراوایی نسبی به کارگرفته شده در حالت شماره ۲ (سنگ آبدوست)

S_w	K_{rw}	K_{ro}	P_{cow}
۰/۱	۰	۰/۹۵	۳
۰/۲۵	۰/۰۲	۰/۹۳	۲/۷۵
۰/۳۵	۰/۰۵	۰/۹۲	۲
۰/۵	۰/۱	۰/۹	۱/۶۸
۰/۶	۰/۲	۰/۸	۱/۲۴
۰/۷	۰/۳۵	۰/۶۵	۰/۸۵
۰/۹	۰/۹	۰/۱	۰/۱۸
۱	۰/۹۳	۰	۰/۱

جدول ۵ - ۱۹ فشار موئینگی و تراوایی نسبی به کار گرفته شده در حالت شماره ۳ (سنگ آبدوست)

S_w	K_{rw}	K_{ro}	P_{cow}
۰/۱	۰	۰/۹۹	۶
۰/۲۵	۰	۰/۹۶	۵/۵
۰/۳۵	۰/۰۲	۰/۹۵	۴
۰/۵	۰/۰۵	۰/۹۱	۳/۳۶
۰/۶	۰/۱۱	۰/۸۵	۲/۴۸
۰/۷	۰/۲۱	۰/۷۴	۱/۷
۰/۹	۰/۷۲	۰/۲۶	۰/۳۶
۱	۰/۸۴	۰	۰/۲

نتایج شبیه‌سازی عملکرد مخزن برای هر یک از حالت‌های سه‌گانه فشار موئینگی و تراوایی نسبی

در جداول (۵-۲۰) الی (۵-۲۲) آمده است.

جدول ۵ - ۲۰ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (حالت شماره ۱)

زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۱
۱۰۰۰	۰/۳
۱۵۰۰	۰/۴۷
۲۰۰۰	۰/۵۶
۲۵۰۰	۰/۶
۳۰۰۰	۰/۶۴

جدول ۵ - ۲۱ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (حالت شماره ۲)

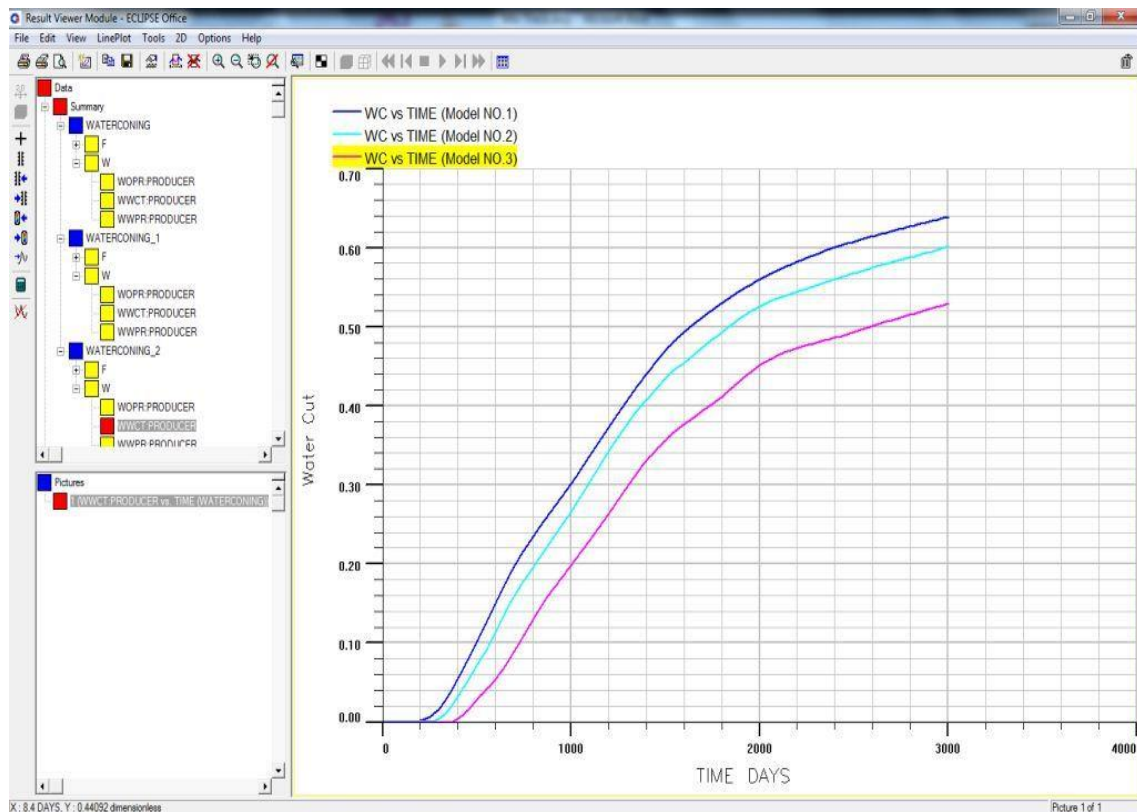
زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۰۷
۱۰۰۰	۰/۲۶
۱۵۰۰	۰/۴۳
۲۰۰۰	۰/۵۲
۲۵۰۰	۰/۵۶
۳۰۰۰	۰/۶

جدول ۵ - ۲۲ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (حالت شماره ۳)

زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۰۳
۱۰۰۰	۰/۲
۱۵۰۰	۰/۳۵
۲۰۰۰	۰/۴۵
۲۵۰۰	۰/۴۹
۳۰۰۰	۰/۵۳

در سه مدل فوق تغییرات فشار موئینگی و تراوایی نسبی در واقع بیانگر میزان آب دوست بودن سنگ می باشد. از نظر کمی مدل شماره ۳ نشان دهنده بیشترین مقدار و مدل شماره ۱ بیانگر کمترین مقدار میزان آب دوست بودن سنگ می باشد. شکل شماره (۵-۸) به خوبی رابطه میزان آب دوست بودن

سنگ با مقدار برش آب را نشان می‌دهد. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد با چهار برابر شدن مقدار فشار موئینگی و تغییر تراوایی نسبی، مقدار برش آب ۱۷٪ کاهش پیدا می‌کند. به طور کلی می‌توان نتیجه گرفت با افزایش خاصیت آب‌دوست بودن سنگ، مقدار آب تولید شده کاهش می‌یابد؛ زیرا در مخازن شکافدار بر خلاف مخازن معمولی نیروی موئینگی نیز علاوه بر نیروی ویسکوز و گراویته در بروز پدیده مخروطی شدن مؤثر می‌باشد. در حالت آب‌دوست بودن سنگ، نیروی موئینگی به همراه نیروی گراویته در مقابل نیروی ویسکوز عمل نموده و باعث تقلیل مقدار آب تولید شده می‌گردد. در نتیجه پیشنهاد می‌گردد برای کنترل این پارامتر از ژل‌ها و مواد پلیمری فعال ساز^۱ استفاده شود تا پس از تزریق به مخزن و ایجاد واکنش با سنگ مخزن، باعث تغییر در ترشوندگی و یا حداقل افزایش خاصیت آب‌دوستی سنگ مخزن شوند.



شکل ۵-۸ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (سنگ آب‌دوست)

¹ - Surfactants

ب- سنگ نفت دوست

برای این منظور نیز مدل مخزنی ساخته شده در فصل قبل برای سه حالت از فشار موئینگی و تراوایی نسبی مختلف شبیه سازی شد. جداول شماره (۵-۲۳) الی (۵-۲۵) فشار موئینگی و تراوایی نسبی در هر یک از حالتها را مشخص می نماید. لازم به ذکر می باشد که مقادیر زیر مربوط به ماتریس سنگ مخزن می باشد.

جدول ۵- ۲۳ فشار موئینگی و تراوایی نسبی به کار گرفته شده در حالت شماره ۱ (سنگ نفت دوست)

S_o	K_{rw}	K_{ro}	P_{cow}
۰/۱	۰	۰/۹۹	۱/۵
۰/۲۵	۰/۰۱	۰/۹۶	۱/۴
۰/۳۵	۰/۰۲	۰/۹۵	۱
۰/۵	۰/۰۵	۰/۹۱	۰/۸۴
۰/۶	۰/۱۱	۰/۸۵	۰/۶۲
۰/۷	۰/۲۱	۰/۷۴	۰/۴۳
۰/۹	۰/۷۲	۰/۲۶	۰/۰۹
۱	۰/۸۴	۰	۰/۰۵

جدول ۵ - ۲۴ فشار موئینگی و تراوایی نسبی به کار گرفته شده در حالت شماره ۲ (سنگ نفت دوست)

S_o	K_{rw}	K_{ro}	P_{cow}
۰/۱	۰	۰/۹۵	۳
۰/۲۵	۰/۰۲	۰/۹۳	۲/۷۵
۰/۳۵	۰/۰۵	۰/۹۲	۲
۰/۵	۰/۱	۰/۹	۱/۶۸
۰/۶	۰/۲	۰/۸	۱/۲۴
۰/۷	۰/۳۵	۰/۶۵	۰/۸۵
۰/۹	۰/۹	۰/۱	۰/۱۸
۱	۰/۹۳	۰	۰/۱

جدول ۵ - ۲۵ فشار موئینگی و تراوایی نسبی به کارگرفته شده در حالت شماره ۳ (سنگ نفت دوست)

S_o	K_{rw}	K_{ro}	P_{cow}
۰/۱	۰	۰/۸۹	۶
۰/۲۵	۰/۰۶	۰/۸۵	۵/۶
۰/۳۵	۰/۱	۰/۸	۴
۰/۵	۰/۲	۰/۷	۳/۳۶
۰/۶	۰/۳۲	۰/۶۵	۲/۴۸
۰/۷	۰/۵۱	۰/۵۵	۱/۷۲
۰/۹	۰/۹۴	۰/۰۲	۰/۳۶
۱	۰/۹۹	۰	۰/۲

نتایج شبیه‌سازی عملکرد مخزن برای هر یک از حالت‌های سه‌گانه فشار موئینگی و تراوایی نسبی

در جداول (۵-۲۶) الی (۵-۲۸) آمده است.

جدول ۵ - ۲۶ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (حالت شماره ۱)

زمان (روز)	برش آب
------------	--------

۰	۰
۵۰۰	۰/۰۵
۱۰۰۰	۰/۲۴
۱۵۰۰	۰/۴
۲۰۰۰	۰/۴۹
۲۵۰۰	۰/۵۴
۳۰۰۰	۰/۵۷

جدول ۵ - ۲۷ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (حالت شماره ۲)

زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۰۷
۱۰۰۰	۰/۲۶
۱۵۰۰	۰/۴۳
۲۰۰۰	۰/۵۲
۲۵۰۰	۰/۵۷
۳۰۰۰	۰/۶

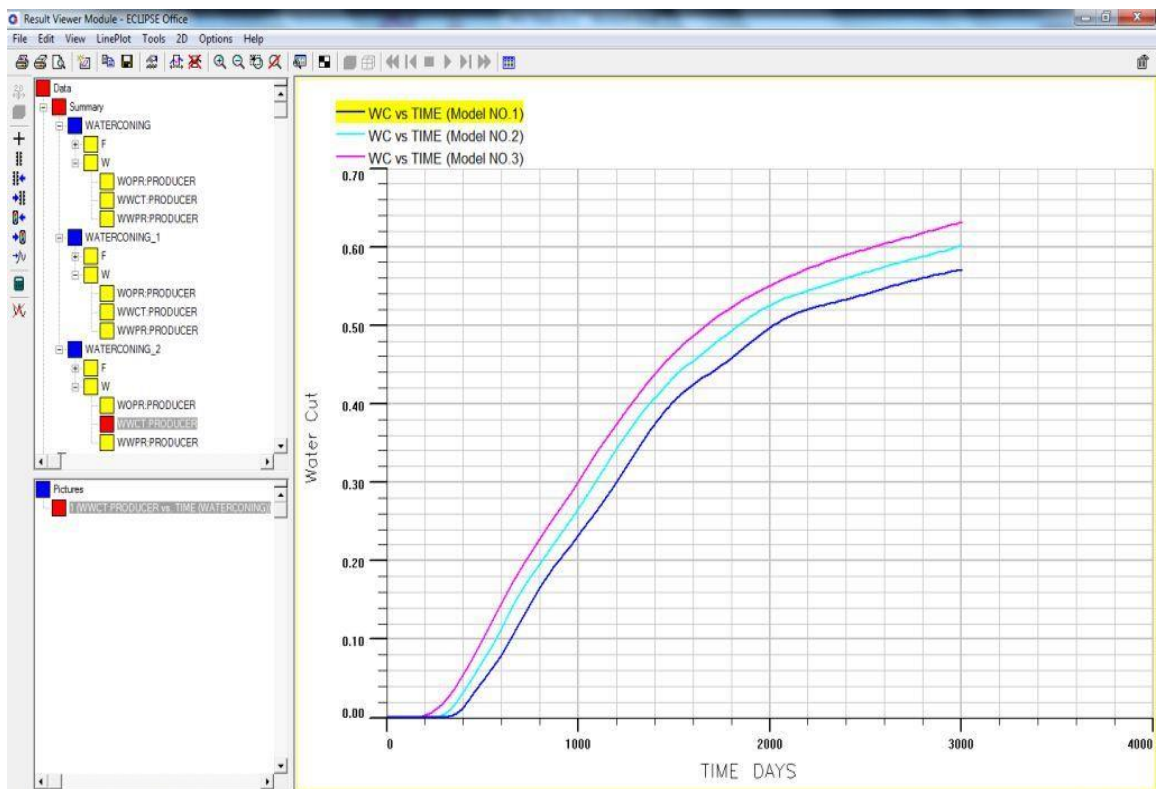
جدول ۵ - ۲۸ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (حالت شماره ۳)

زمان (روز)	برش آب
۰	۰
۵۰۰	۰/۱
۱۰۰۰	۰/۳
۱۵۰۰	۰/۴۶
۲۰۰۰	۰/۵۵
۲۵۰۰	۰/۵۹

۳۰۰۰

۰/۶۳

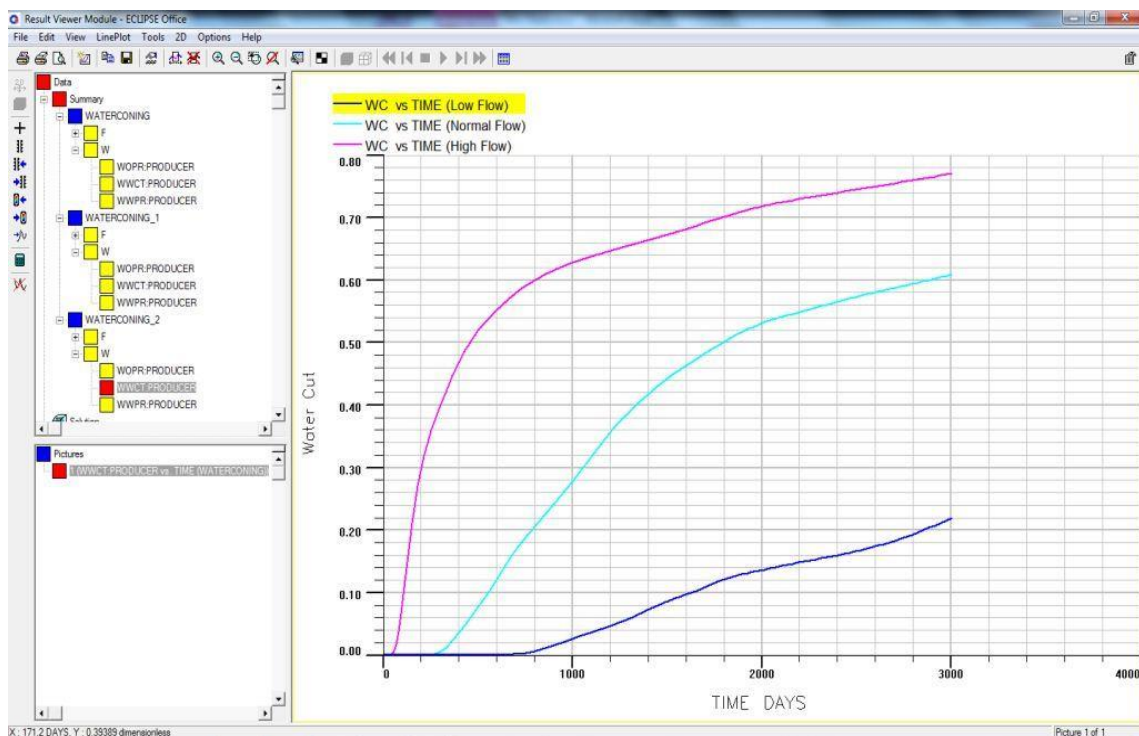
با توجه به نتایج شبیه‌سازی مشخص می‌گردد که نوع ترشوندگی سنگ در مقدار برش آب تاثیر بسیاری دارد. در حالتی که سنگ نفت‌دوست باشد با افزایش میزان فشار موئینگی، مقدار آب تولیدشده نیز افزایش می‌یابد. در سه مدل فوق تغییرات فشار موئینگی و تراوایی نسبی در واقع بیانگر میزان نفت‌دوست بودن سنگ می‌باشد. از نظر مقداری مدل شماره ۳ نشان دهنده بیشترین مقدار و مدل شماره ۱ بیانگر کمترین مقدار میزان نفت‌دوست بودن سنگ می‌باشد. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که با چهار برابر شدن مقدار فشار موئینگی و تغییر تراوایی نسبی مقدار برش آب ۱۰٪ افزایش پیدا می‌کند. به طور کلی می‌توان نتیجه گرفت با افزایش خاصیت نفت‌دوست بودن سنگ، مقدار آب تولیدشده افزایش می‌یابد؛ زیرا در مخازن شکافدار بر خلاف مخازن معمولی، نیروی موئینگی نیز علاوه بر نیروی ویسکوز و گراوایته در بروز پدیده مخروطی شدن آب مؤثر می‌باشند. در حالت نفت‌دوست بودن سنگ، نیروی موئینگی به کمک نیروی ویسکوز در مقابل نیروی گراوایته عمل نموده و باعث افزایش مقدار آب تولیدشده می‌گردد. شکل شماره (۵-۹) به خوبی رابطه بین فشار موئینگی و تراوایی نسبی و مقدار برش آب را در حالت نفت‌دوست بودن نشان می‌دهد. در این قسمت نیز همانند قسمت قبل پیشنهاد می‌شود با تزریق ژل‌ها و مواد پلیمری مخصوص، ترشوندگی سنگ مخزن به آب‌دوست تغییر پیدا کند یا حداقل خاصیت آب‌دوستی سنگ مخزن افزایش پیدا کند.



شکل ۵-۹ تأثیر فشار موئینگی و تراوایی نسبی بر روی تغییرات برش آب (سنگ نفت دوست)

۵-۵ تأثیر دبی تولید

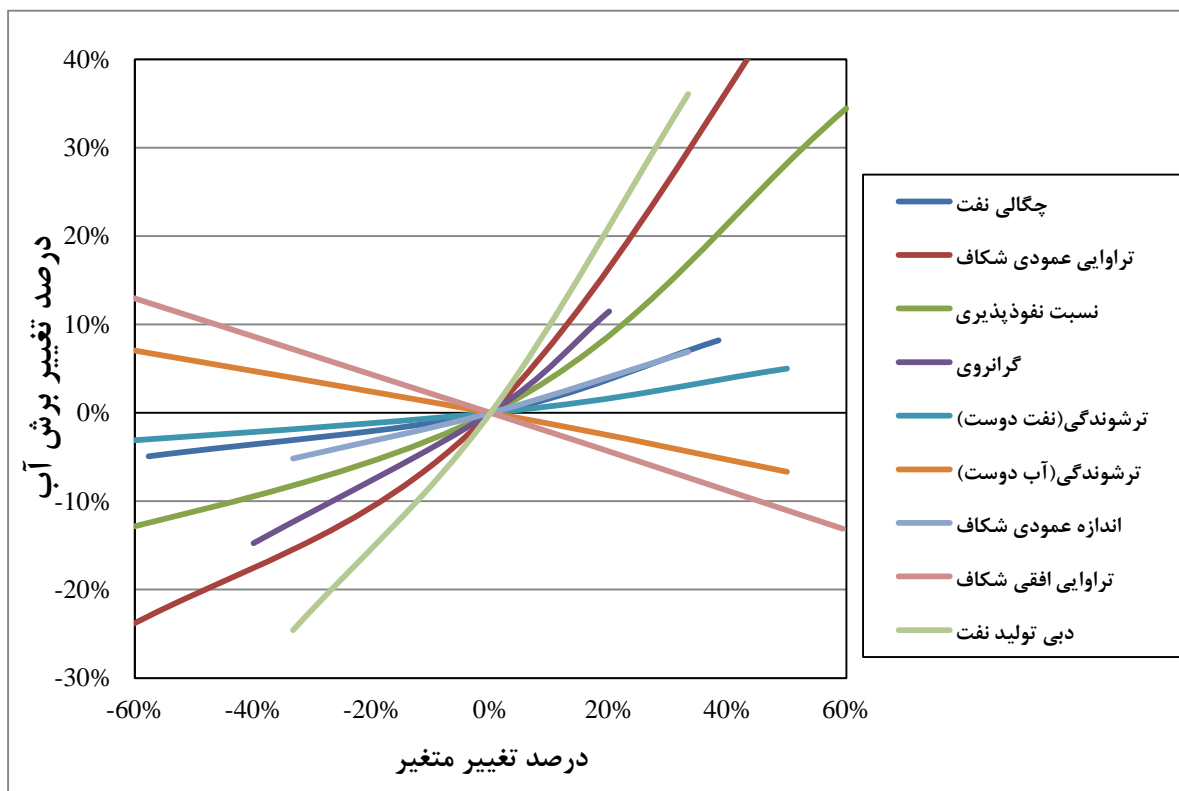
شکل شماره (۵-۱۰) درصد تولید آب را برای سه حالت دبی تولید کم (۱۰۰۰ بشکه در روز)، نرمال (۳۰۰۰ بشکه در روز) و زیاد (۵۰۰۰ بشکه در روز) نشان می‌دهد. با توجه به نتایج شبیه‌سازی مشخص می‌گردد که دبی برداشت تأثیر زیادی بر روی میزان تولید آب دارد. دلیل این پدیده آن است که با افزایش دبی برداشت، میزان افت فشار افزایش یافته و به موازات آن نیروی ویسکوز نیز افزایش می‌یابد. با افزایش نیروی ویسکوز و غلبه بر نیروی گراویم، میزان تولید آب افزایش می‌یابد. کاهش دبی تولید همیشه نمی‌تواند راه‌حلی برای جلوگیری از تولید آب باشد. بعضی مواقع کاهش دبی تولید باعث تولید غیر صیانتی از چاه می‌گردد که هیچ‌گونه توجیه اقتصادی ندارد که در قسمت بعدی در این باره بیشتر بحث خواهد شد.



شکل ۵-۱۰ میزان تولید آب برای دبی‌های مختلف نفت

۵-۶ تحلیل حساسیت پارامترهای مؤثر بر پدیده مخروطی شدن آب

همان‌طور که در قسمت‌های قبل‌تر این فصل ملاحظه شد، مهم‌ترین پارامترهای مخازن شکافتار و تأثیر آنها بر روی پدیده مخروطی شدن آب مورد بررسی قرار گرفت. اما مشخص نگردید که نقش کدام‌یک از آنها در شکل‌گیری این پدیده بیشتر است؟ به همین دلیل در شکل (۵-۱۱) و با استفاده از نمودار عنکبوتی، تمام عوامل بحث‌شده در این فصل به صورت یکجا بررسی شده‌اند. برای تهیه این نمودار از نتایج بررسی تک‌تک پارامترهای بحث‌شده در این فصل (شکل ۵-۱ الی شکل ۵-۱۰) کمک گرفته شده است. به این صورت که در بازه زمانی ۳۰۰۰ روزه، درصد تغییر تمام متغیرهای بحث‌شده و درصد تغییر برش آب به ازای آن یادداشت شده و پس از انجام این کار برای تمام پارامترهای بحث‌شده این نمودار رسم شد. البته با توجه به اینکه اندازه شکاف در جهت افقی از عواملی است که بر روی پدیده مخروطی شدن تأثیری ندارد لذا در شکل (۵-۱۱) آورده نشده است.



شکل ۵-۱۱ تحلیل حساسیت پارامترهای مؤثر بر پدیده مخروطی شدن آب

این نمودار بیان می‌کند که به ازای درصد مشخصی از تغییر پارامتر مربوطه، برش آب به چه میزان تغییر می‌کند؟ حالت صفر برای تغییر برش آب و تغییر متغیر، مربوط به حالت نرمال هر پدیده است که در قسمت مربوط به خود در این فصل مشخص شده است. بنابر توضیحات فوق مشخص می‌گردد که پارامتری که بیشترین تأثیر را بر پدیده مخروطی شدن آب دارد، بیشترین شیب را دارد و برعکس. همانطور که در شکل (۵-۱۱) ملاحظه می‌شود، بیشترین پارامتر قابل کنترل و البته تأثیرگذار بر پدیده مخروطی شدن کاهش دبی تولید می‌باشد. در ادامه می‌توان به ترتیب از تراوایی عمودی شکاف، گرانروی، نسبت نفوذپذیری ماتریس و سایر پارامترهای دیگر که در شکل مشخص شده‌اند نام برد. با توجه به شکل (۵-۱۱) تغییرات ترشوندگی سنگ مخزن در حالت نفت دوست، کمترین تأثیر را در تولید آب دارد. به عبارتی دیگر پدیده مخروطی شدن آب نسبت به پارامترهایی مثل ترشوندگی در حالت نفت دوست و چگالی نفت کمترین حساسیت را داراست. با توجه به شکل (۵-۱۱) مشخص می‌شود که کاهش ۲۰ درصدی در مقادیر گرانروی نفت و تراوایی عمودی شکاف، باعث کاهش ۱۰ درصدی مقدار برش آب می‌شود که این میزان کاهش در مقایسه با سایر پارامترها بیشتر است. این نشان می‌دهد پدیده مخروطی شدن آب در مخازن شکافدار، نسبت به خصوصیات شکاف و در درجه دوم خصوصیات سیال بسیار حساس می‌باشد. همچنین مشخص شد که در مخازن شکافدار، درجه حساسیت مخروطی شدن نسبت به خصوصیات ترشوندگی سنگ مخزن به نسبت سایر پارامترهای دیگر کمتر می‌باشد. لازم به ذکر می‌باشد راهکارهای عملی کاهش تولید آب با تغییر هر یک از پارامترهای قابل کنترل قبلاً در قسمت مربوطه آورده شده است.

بر اساس نتایج شبیه‌سازی در فصل پیش مشخص گردید که چاه B با دبی ۱۰۰۰ بشکه در روز دچار تولید آب قابل ملاحظه‌ای نمی‌شود. ولی گاهی اوقات کاهش دبی چاه تولیدی برای شرکت‌ها توجیه اقتصادی ندارد. در نتیجه می‌توان با ایجاد راهکارهای عملی، پدیده مخروطی شدن آب را به تأخیر انداخت و یا از شدت آن کاست. در مورد چاه B می‌توان گفت که بهترین راه ممکن برای به تأخیر انداختن مخروطی شدن، کاهش گرانروی نفت مخزن با استفاده از تزریق آب داغ از طریق چاه-های تزریقی است. این کار به میزان قابل توجهی پدیده مذکور را به تأخیر می‌اندازد. البته چون چاه

مذکور از بالا مشبک شده است، خود به خود باعث کاهش اثر منفی تراوایی عمودی شکاف خواهد شد. لذا در این رابطه برای چاه مذکور نباید کاری صورت بگیرد. یکی دیگر از راهکارهای عملی برای تولید صیانتی از چاه، اسیدکاری مخزن می‌باشد. این کار باعث افزایش نفوذپذیری افقی ماتریس و شکاف شده و می‌تواند راه‌حلی مطمئن برای کاهش شدت مخروطی شدن به حساب آید، زیرا این کار منجر به افزایش سرعت نفت و در نتیجه تولید بیشتر آن گردد. همچنین با استفاده از پلیمرها و ژل‌های مخصوص می‌توان ترشوندگی سنگ مخزن را در جهت آب‌دوستی تغییر داد. این کار اگرچه تأثیر کمی بر روی این پدیده در اینگونه مخازن مطابق شکل (۵-۱۱) دارد، اما می‌توان به عنوان راه حل کمکی در کنار راهکار ذکر شده در بالا مورد استفاده گردد. با انجام دادن روش‌های کنترلی که ذکر گردید، می‌توان امید داشت که تولید از چاه B، تولیدی صیانتی باشد.

فصل هشتم:

نتیجه گیری و پیشنهادها

۱-۶ بحث و نتیجه گیری

هدف مطالعه حاضر بررسی پدیده مخروطی شدن آب در مخازن کربناته شکافدار و به دست آوردن چگونگی اثر پارامترهای مخزن بر روی این پدیده و همچنین تخمین زمان میان شکن و دبی بحرانی برای چاههای عمودی موجود در آن می باشد. مخزن مورد مورد مطالعه نیز یکی از مخازن شکافدار جنوب کشور است که از درجه ناهمگنی زیادی برخوردار است. چاههای مورد مطالعه نیز دو عدد می باشند که یکی دچار تولید آب شده (چاه A) و دیگری دچار تولید آب (چاه B) نشده است. به همین منظور ابتدا با استفاده روش تخلخل دوگانه مدل مخزنی شبیه سازی شد و پس از اعتبارسنجی نتایج آن، زمان میان شکن آب و دبی بحرانی برای چاه B تخمین زده شد. در مرحله بعد با استفاده از نمودار عنکبوتی، تمامی پارامترهای مؤثر بر مخروطی شدن آب حساسیت سنجی شده و نتایج ذیل حاصل شد:

(۱) براساس نتایج شبیه سازی مشخص گردید که با گذشت زمان از شروع تولید چاه، مخروط آبی شروع به حرکت نموده و پس از مدتی به چاه می رسد که این زمان را میان شکن آب می نامند. دلیل این امر این است که با شروع تولید از مخزن و کاهش فشار، به تدریج قابلیت مخزن برای ثابت نگه داشتن دبی تولیدی کاهش می یابد تا جایی که دیگر مخزن نمی تواند مانع از کاهش دبی شود. به همین خاطر برای جلوگیری از این اتفاق، لایه آبی شروع به بالا آمدن در ناحیه نفتی می کند تا با جلوگیری از کاهش بسیار زیاد فشار دبی را ثابت نگه دارد و پس از مدتی به چاه می رسد.

(۲) میانگین درصد خطای مدل ساخته شده در شبیه سازی پارامترهای آب تولیدی، در حدود ۵ درصد می باشد که این مسئله، کارایی خوب مدل تهیه شده را برای هدف مورد نظر نشان می دهد.

(۳) پس از اعتبارسنجی مدل ساخته شده، زمان میان شکن آب و دبی بحرانی برای چاه B تخمین زده شد. برای این منظور مدل مخزنی با دبی های مختلف تولید تهیه و جداگانه اجرا شد و مشاهده شد که در دبی ۱۰۰۰ بشکه در روز درصد تولید آب بسیار ناچیز و در حدود ۲ درصد ثابت می ماند که این دبی به عنوان دبی بحرانی تولید در نظر گرفته می شود. برای به دست آوردن زمان میان شکن نیز مدل

نرم‌افزاری در بازه‌های زمانی مختلف اجرا شد و مشاهده شد که پس از گذشت ۱۴۰۰ روز از تولید، چاه B دچار تولید آب شده که این همان زمان میان‌شکن آب برای چاه مذکور می‌باشد.

(۴) بر اساس نتایج شبیه‌سازی مشخص گردید که هرچه اختلاف دانسیته نفت و آب بیشتر باشد، ارتفاع مخروط بوجود آمده کمتر خواهد بود و تولید آب کمتر می‌شود، چون افزایش اختلاف دانسیته باعث افزایش نیروی گرانشی شده و مدت زمان بیشتری طول می‌کشد تا نیروی دینامیک رو به بالا بتواند بر این نیرو غلبه کند.

(۵) با توجه به نتایج شبیه‌سازی مشخص گردید که با افزایش نسبت ویسکوزیته نفت به آب، تولید نفت از داخل بلوک‌های ماتریس انجام شده و آب به دلیل ویسکوزیته کمتر بیشتر از داخل شکاف‌ها حرکت می‌کند و به خاطر تراوایی بیشتر شکاف نسبت به ماتریس، راحت‌تر و سریع‌تر به چاه تولیدی می‌رسد و تولید آب بیشتر می‌شود.

(۶) با توجه به نتایج شبیه‌سازی مشخص گردید که با افزایش نفوذپذیری سنگ مخزن در جهت افقی تولید آب کمتر می‌شود. دلیل این امر این است که مخروط آبی برای رسیدن به چاه باید مسیری عمودی و روبه بالا را طی کند. بدیهی است که هرچه نسبت تراوایی افقی به عمودی بیشتر شود، حرکت نفت آسان‌تر و حرکت آب به سمت چاه مشکل‌تر می‌شود و تولید آب کمتر می‌شود.

(۷) نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که تراوایی شکاف در جهت عمودی و افقی عکس یکدیگر عمل می‌نمایند. بدین ترتیب که تراوایی شکاف در جهت عمودی به تولید بیشتر آب کمک می‌کند (زیرا مسیر حرکت آب به طرف چاه، مسیری رو به بالا و عمودی است و افزایش تراوایی در این جهت حرکت آب را آسان‌تر می‌کند)؛ و شکاف‌های افقی در تولید سیال هیدروکربوری نقش اصلی را دارند.

(۸) نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که طول شکاف در جهت افقی بر روی میزان آب تولیدشده تأثیر چندانی نداشته و حرکت مخروط آبی به سمت چاه بیشتر بوسیله شکاف‌های عمودی انجام می‌گیرد. زیرا لایه آبران از طریق شکاف‌های عمودی به سمت چاه تولیدی حرکت می‌کند. بدیهی است که هرچه شکاف‌ها در این جهت بزرگ‌تر شوند، به حرکت مخروط آب بیشتر کمک کرده و مقدار برش آب افزایش می‌یابد.

۹) بر اساس نتایج شبیه‌سازی مشخص گردید که اثر فشار موئینگی بر روی میزان تولید آب، بستگی مستقیم به نوع ترشوندگی سنگ دارد. در صورت آب‌دوست سنگ، در اثر افزایش فشار موئینگی، میزان تولید آب کاهش می‌یابد. زیرا سنگ آب‌دوست بیشتر تمایل به جذب آب دارد و به همین دلیل با افزایش فشار موئینگی حرکت آب به سمت چاه سخت‌تر از نفت می‌شود و یا به عبارتی دیگر تراوایی نسبی نفت بیشتر شده و تولید آب کاهش می‌یابد. در سنگ نفت‌دوست عکس این قضیه اتفاق می‌افتد. بدین صورت که با افزایش فشار موئینگی در سنگ نفت‌دوست، حرکت نفت سخت‌تر از آب شده و با افزایش تراوایی نسبی آب تولید آب نیز افزایش می‌یابد.

۱۰) نتایج شبیه‌سازی مشخص می‌نماید که دبی تولید نفت تأثیر بسیار زیادی بر روی میزان تولید آب دارد. دلیل این امر آن است که با افزایش دبی تولید و در نتیجه افزایش بیشتر افت فشار، مخروط آبی برای جبران افت فشار به طرف لایه نفتی حرکت کرده و تولید آب افزایش می‌یابد.

۱۱) نتایج بررسی‌های انجام شده بوسیله نمودار عنکبوتی نشان می‌دهد که دبی تولید نفت و تراوایی عمودی شکاف بیشترین تأثیر و خاصیت نفت‌دوستی سنگ کمترین تأثیر را بر روی پدیده مخروطی شدن آب دارند.

۱۲) نتایج حاصل از بررسی نمودار عنکبوتی نشان می‌دهد که پدیده مخروطی شدن آب در مخازن شکافدار، در درجه اول نسبت به خصوصیات شکاف و در درجه دوم نسبت به خصوصیات سیال بسیار حساس می‌باشد. همچنین مشخص شد که در مخازن شکافدار، درجه حساسیت مخروطی شدن نسبت به خصوصیات ترشوندگی سنگ مخزن به نسبت سایر پارامترهای دیگر کمتر می‌باشد.

۱۳) بررسی‌ها نشان می‌دهد که مؤثرترین راهکارهای عملی برای به تأخیر انداختن پدیده مخروطی شدن آب در چاه B، عملیات بازیافت حرارتی بوسیله تزریق آب داغ و در مراحل بعد، انجام عملیات اسیدکاری و یا تزریق گاز به مخزن می‌باشند. تزریق آب داغ باعث کاهش گرانروی نفت مخزن و کاهش تولید آب می‌شود. انجام اسیدکاری نیز با افزایش نفوذپذیری افقی ماتریس و شکاف به تولید کمتر آب منجر می‌شود. تزریق گاز به مخزن نیز باعث کاهش دانسیته و ویسکوزیته نفت شده و در نتیجه تولید آب کاهش می‌یابد.

۶-۲ پیشنهادها

(۱) پیشنهاد می‌شود شبیه‌سازی رفتار یک مخزن دارای آبران قوی در دو حالت برداشت همراه با تزریق گاز امتزاجی و برداشت طبیعی بدون تزریق گاز انجام شود. در حالت تزریق گاز به مخزن با استفاده از شبیه‌ساز ترکیبی و بررسی خواص سیال مخزن بطوریکه حالت امتزاج بین نفت و گاز تزریقی پیش‌آید و دنبال نمودن تغییرات دانسیته و ویسکوزیته نفت، تأثیر این عمل بر روی مسئله مخروطی‌شدن مشخص گردد. در حالت تخلیه طبیعی نیز با استفاده از یک مدل نفت سیاه فقط برداشت طبیعی صورت گرفته و نتایج با مدل ترکیبی مقایسه شود.

(۲) در این مطالعه برای مخزن کلاهدگازی در نظر گرفته نشده است. به همین منظور پیشنهاد می‌شود در مطالعات بعدی در این زمینه، وجود کلاهدگازی نیز در شبیه‌سازی لحاظ شود.

(۳) پیشنهاد می‌شود شبیه‌سازی برای چاه‌های افقی و زاویه‌دار نیز انجام شود تا بتوان به درک جامع‌تری از پدیده مخروطی‌شدن آب در تمام حالات چاه‌ها دست پیدا کرد.

منابع

- Abou-kassem, J.H., 2001. Basic Applied Reservoir Simulation. First Edition, Society of Petroleum Engineers Publication.
- Ahmed, T., 2000. Reservoir Engineering Handbook. Second Edition, Gulf Professional Publishing.
- Aminian, K., 2002. Water production problems and solutions. Petroleum & Natural Gas Engineering Department. West Virginia University, USA.
- Bear, J., 1972. Dynamic of fluids in porous media. First Edition, American Elsevier publishing company, Inc. New York.
- Birks, J., 1963. Coning Theory and its use in predicting allowable producing rates of wells in a fissured limestone reservoir. 4th World Petroleum Congress. Rome, Italy.
- Schlumberger, 2009, Eclipse Software, Tutorials.
- Ershaghi, I., and Al-Afaleg, N.I., 1993. coning phenomena in naturally fractured reservoirs. SPE 26083 .
- Goodarzian, S., and Ghalambor, A., 2012. Analysis of parameters affecting critical flow rate in a horizontal well .SPE 151759.
- Hoyland, L.A., 1989. Critical Rate for Water Coning- Correlation and Analytical Solution. SPE 15855.
- Huan-zhang, C., 1983. Numerical Simulation of Coning Behavior of a Single Well in a Naturally Fractured Reservoir. Society of Petroleum Engineers Journal, (23), 879-884.

Jin, L., and Hughes, R.G., 2009. An Analytical Model for Water Coning Control Installation in Reservoir with Bottom Water. Canadian International Petroleum Conference (CIPC). University of Calgary. Canada.

Menouar, H.K., 1995. Water Coning and Critical Rates in Vertical and Horizontal Wells. SPE 29877.

Mungan, N., 1975. A Theoretical and Experimental Coning Study. SPE 4982.

Muskat, M., Wyckoff, R.D., 1935. An Approximate Theory of Water Coning in Oil production. Transactions of the AIME Journal (114), 144-163.

Namani, M., and Asadollahi, M., 2007. Investigation of water coning Phenomenon in Irania carbonate fractured reservoirs. SPE 108254.

Perez-Martinez, E., 2012. Water coning in naturally fractured carbonate heavy oil reservoir. SPE 152545.

Recham, R., 2000. Effects of water coning on the performance of vertical and horizontal wells. SPE 65506.

Reiss, H.L., 1989. The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formation. Editions Technip, Institut Francais Du Petrole Publications.

Saad EL-Din, M., and Tarek, D., 1995. Water coning in fractured basement reservoirs. SPE 29808 .

Sobocinski, D.P., 1965. A Correlation for predicting Water Coning Time. SPE 894.

Tabatabaei, M., and Ghalambor, A., 2008. Optimization of completion interval to minimize water coning. SPE 113106 .

Uleberg, K., and Kleppe, J., 1996. Dual Porosity, Dual Permeability Formulation for Fractured Reservoir Simulation. Combined Gas and Water Injection Textbook. Norwegian University of Science and Technology (NTNU).

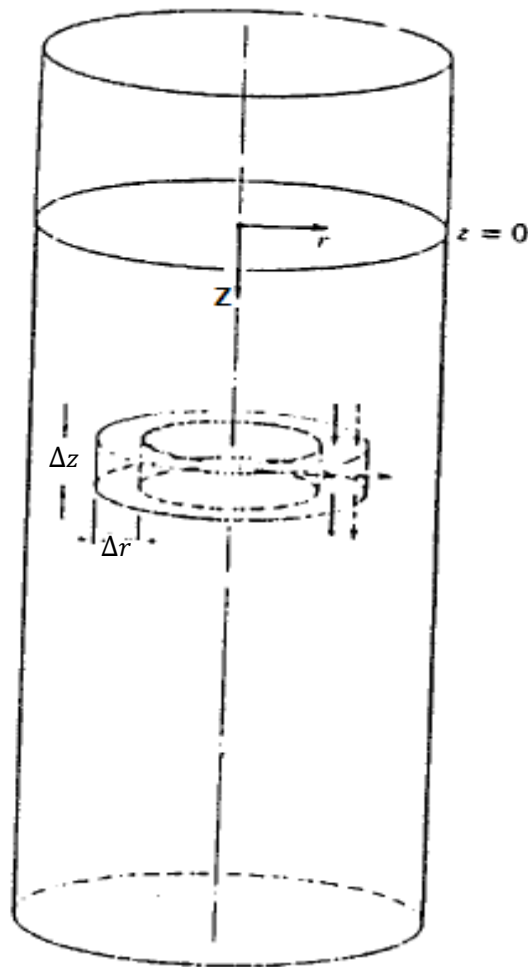
Van Golf-Racht, T.D., 1994. Water coning In a Fractured Reservoir. SPE 28572 .

Wheatley, M.J., 1985. An approximate theory of oil and water coning.SPE
14210.

Zaitoun, A., 1999. Water shutoff by relative permeability modifiers. SPE 56740 .

پیوست الف: معادلات مربوط به شبیه‌سازی

همان‌طور که در فصل سوم ذکر گردید، برای هر المان از مخزن یک معادلات داری و پیوستگی جداگانه نوشته و حل خواهد شد. در شکل (ب-۱) نمونه‌ای از المان استوانه‌شکل را نشان داده شده است



شکل الف- ۱ نمای یک المان در سیستم استوانه‌ای (Abou-kassem, 2001)

معادلات داری برای فاز آب و نفت به صورت زیر می‌باشند (Abou-kassem, 2001).

معادلات داری برای آب :

$$u_{wr} = -\frac{K_h K_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial \Phi_w}{\partial r} \quad (\text{الف-۱})$$

$$u_{wz} = -\frac{K_v K_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial \Phi_w}{\partial z} \quad (\text{الف-۲})$$

معادلات داری برای نفت:

$$u_{or} = -\frac{K_h K_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial r} \quad (\text{الف-۳})$$

$$u_{oz} = -\frac{K_v K_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial z} \quad (\text{الف-۴})$$

در روابط بالا اندیس‌های r و z به ترتیب نمایانگر مشتق در جهت شعاع و قائم می‌باشند. اندیس‌های w و o نیز به ترتیب بیانگر فاز نفت و آب می‌باشند. معادلات پیوستگی برای فاز نفت و آب نیز به صورت زیر می‌باشند (Abou-kassem, 2001).

معادله پیوستگی برای آب:

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\rho_w u_{wr}}{B_w} \right) - \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\rho_w u_{wz}}{B_w} \right) - \rho_w q_w = \frac{\partial \left(\frac{\rho_w S_w \phi}{B_w} \right)}{\partial t} \quad (\text{الف-۵})$$

معادله پیوستگی برای نفت:

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\rho_o u_{or}}{B_o} \right) - \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\rho_o u_{oz}}{B_o} \right) - \rho_o q_o = \frac{\partial \left(\frac{\rho_o S_o \phi}{B_o} \right)}{\partial t} \quad (\text{الف-۶})$$

پیوست ب : نمونه‌ای از فایل ورودی به نرم‌افزار

فایل ورودی به نرم‌افزار Eclipse شامل ۵ قسمت اصلی می‌باشد که هر قسمت با استفاده از کلمات کلیدی از پیش تعیین شده توسط نرم‌افزار گوشه‌ای از مشخصات مخزن شبیه‌سازی شده در مطالعه حاضر را مشخص می‌کند. البته همانطور که در قسمت‌های بعدی ملاحظه می‌شود، هر کلمه کلیدی خود نیز به چند بخش تقسیم می‌شود که تعریف کردن تک‌تک این قسمت‌ها بسیار زیاد و پرداختن به تمامی آنها در این مطالعه تقریباً غیرممکن می‌باشد. از این رو در هر کدام از قسمت‌های پنج‌گانه فایل ورودی، کلمات کلیدی معرفی خواهند شد و توضیحات کامل در مورد تمام قسمت‌های این فایل در فایل راهنمای نرم‌افزار eclipse (Schlumberger, 2009) آمده است و می‌توان به آن رجوع کرد.

قسمت اول، Runspec می‌باشد. این قسمت مشخصات شبکه بندی مدل از قبیل تعداد شبکه‌ها در جهات سه‌گانه و تاریخ شروع شبیه‌سازی (START) را مشخص می‌کند. همچنین کلمات OIL و WATER نشان‌دهنده سیستم دوفازی نفت و آب می‌باشند. کلمه FIELD نشان‌دهنده واحد اندازه-گیری اعداد است. کلمه TABDIMS نشان‌دهنده مشخصات جداول به کاررفته در قسمت‌های بعدی مدل (مانند جداول اشباع و PVT) از قبیل تعداد جداول و تعداد ردیف‌ها در هر جدول است. کلمه WELLDIMS نشان‌دهنده مشخصات چاه‌های به کار رفته در مدل از قبیل: تعداد چاه‌ها و تعداد بلوک‌های مخزن واقع در هر چاه می‌باشند. کلید AQUODIMS نشان‌دهنده مشخصات آبران از قبیل نوع آبران (عددی یا تحلیلی) و محل اتصال آن به بلوک‌های مدل مخزنی می‌باشند. مقادیر *1 نشان-دهنده حالت قراردادی (default) نرم‌افزار برای بعضی از حالت‌ها است. نمونه‌ای از این قسمت در فایل زیر قابل مشاهده است.

```
TITLE
Waterconing
DIMENS
  15 5 10 /
RADIAL
OIL
WATER
FIELD
TABDIMS
```

1 1 8 5 /
WELLDIMS
1 10 1 1 /
AQUUDIMS
1* 1* 1* 36 1 75 /
START
1 'JAN' 2002 /

قسمت بعدی، Grid Section می‌باشد. این قسمت مشخصات سنگ مخزن مورد مطالعه را بیان می‌کند. کلمات INRAD و OUTRAD نمایانگر شعاع دیواره چاه و شعاع تخلیه مخزن می‌باشند. DTHETAV تعداد بلوک مخزن در جهت تتا و زوایای آنها را نشان می‌دهد. TOPS نیز بیانگر عمقی است که مدل مخزنی از آنجا ساخته می‌شوند(ارتفاع ردیف اول بلوک‌ها در مدل). DZ ضخامت لایه‌ها در جهت قائم را نشان می‌دهد. کلمه EQUALS بیانگر تخلخل و تراوایی لایه‌های ده‌گانه در مدل(مدل مذکور دارای ۱۰ لایه در جهت قائم می‌باشد) می‌باشد. کلمه COPY بیانگر ارتباط تخلخل و تراوایی ماتریکس و شکاف در جهات سه‌گانه با هم می‌باشد. کلمه FAULTS بیانگر موقعیت شکاف‌ها در مدل مخزنی می‌باشد. نمونه‌ای از این قسمت در فایل زیر قابل مشاهده است.

INRAD
.25 /
OUTRAD
10000 /
DTHETAV
5*72 /
BOX
1 15 1 5 1 1 /
TOPS
75*8000 /
ENDBOX
DZ
75*50 75*42 75*30 75*32 75*58 75*39 75*19 75*30 75*22 75*28 /
EQUALS
'PERMR' 1.8 1 15 1 5 1 1 /
'PORO' 0.13 /
'PERMR' 2.0 1 15 1 5 2 2 /
'PORO' 0.11 /
'PERMR' 1.5 1 15 1 5 3 3 /

'PORO' 0.151 /
 'PERMR' 2.8 1 15 1 5 4 4 /
 'PORO' 0.17 /
 'PERMR' 3.5 1 15 1 5 5 5 /
 'PORO' 0.1 /
 'PERMR' 1.2 1 15 1 5 6 6 /
 'PORO' 0.145 /
 'PERMR' 5 1 15 1 5 7 7 /
 'PORO' 0.116 /
 'PERMR' 3 1 15 1 5 8 8 /
 'PORO' 0.16 /
 'PERMR' 2.5 1 15 1 5 9 9 /
 'PORO' 0.13 /
 'PERMR' 3.5 1 15 1 5 10 10 /
 'PORO' 0.155 /
 /

COPY

'PERMR' 'PERMTHT' 1 15 1 5 1 10 /
 'PERMR' 'PERMZ' /

FAULTS

'F1' 15 15 1 5 1 10 X/
 'F1' 12 15 1 5 1 10 Y/
 'F2' 10 15 1 5 1 10 X/
 'F2' 10 13 1 5 1 10 Y/
 /

قسمت بعدی، Props Section نام دارد. در این قسمت، مشخصات سنگ و سیال مخزن را بیان

می‌کند.

کلمه SWOF جدول اشباع آب(تراوایی نسبی آب و نفت در درصد های مختلف اشباع آب در سنگ مخزن) را نشان می‌دهد. کلمه ROCK مشخصات سنگ از قبیل فشار مینا(نقطه‌ای که فشار سیال مخزن در آنجا اندازه‌گیری می‌شود) و ضریب تراکم‌پذیری سنگ مخزن(Comprock) را بیان می‌کند. کلمه PVTW بیانگر مشخصات آب مخزن از قبیل: ضریب حجمی آب، ویسکوزیته آب و ضریب تراکم‌پذیری آب می‌باشد. کلمه PVDO نیز بیانگر جدول فشار مربوط نفت از قبیل: ویسکوزیته و ضریب حجمی نفت(FVFOil) در فشارهای داده شده می‌باشد. نمونه‌ای از این قسمت در فایل زیر قابل مشاهده است.

SWOF

-- Sw Krw Krow Pcow

0.1 0.0 1.0 3
0.25 0.02 0.98 2.75
0.35 0.05 0.95 2.0
0.5 0.1 0.9 1.68
0.6 0.2 0.8 1.24
0.7 0.35 0.65 0.85
0.9 0.9 0.1 0.18
1.0 1.0 0.0 0.1 /

ROCK

-- Pref Comprock

5000 4E-06 /

PVTW

5000 1.1002 3E-06 0.70 0 /

DENSITY

62.12 74.91 0.049 /

PVDO

-- Poil FV Foil Visco

1470 1.07 0.88
3085 1.05 0.85
3620 1.043 0.85
4500 1.038 0.85
5000 1.02 0.85/

قسمت بعدی، Solution Section نام دارد. در این قسمت شرایط اولیه مخزن و همچنین مشخصات لایه آبران مشخص می‌شود. کلمه EQUIL بیانگر مشخصات اولیه سیال مخزن از قبیل: فشار اولیه مخزن (۵۰۰۰)، عمقی که فشار اولیه در آن اندازه‌گیری می‌شود (۸۴۰۰)، سطح تماس اولیه آب و نفت (۸۳۵۰) و همچنین فشار موئینگی آب و نفت در این سطح تماس (۰/۱) می‌باشد. کلمه AQUCT بیانگر مشخصات لایه آبران از قبیل: تعداد لایه‌های آبران به کاررفته در مدل، فشار اولیه لایه آبران (۵۰۰۰) و عمقی که در آن فشار آب اندازه‌گیری شده است (۸۵۰۰)، تراوایی و تخلخل و ضخامت لایه آبران، شعاع لایه آبران (Re)، ضریب تراکم‌پذیری کلی لایه آبران و زاویه آبران با بلوک‌های مدل مخزنی می‌باشد. کلمه AQUANCON نیز بیانگر موقعیت آبران در مدل مخزنی را نشان می‌دهد (اینکه از چه بلوکی تا چه بلوکی در جهات سه‌گانه). نمونه‌ای از این قسمت در فایل زیر قابل مشاهده است.

```

EQUIL
  8400 5000 8350 0.1 /
AQUCT
--NUM DATUM Pi K(aq) POR(aq) Ct Re h(aq) influence angle.

  1 8500 5000 50 0.10 7E-06 15000.0 10.0 360 /
AQUANCON
1 1 10 3 4 10 10 'K+' /

```

قسمت آخر، Schedule Section نام دارد. در این قسمت مشخصات چاه‌های موجود در مدل مشخص می‌شود. کلمه WELLSPECS بیانگر مشخصات چاهها از قبیل: نام چاهها (Producer) و گروه‌هایی که چاه در آن قرار دارند (G1)، موقعیت تاج چاه (wellhead) در بلوک‌های مدل (کدام بلوک در جهت I و J)، نوع چاه تولیدی (چاه نفتی)، نوع معادلات جریانی به کار رفته (STD) یا همان استاندارد)، باز بودن یا ایزوله بودن دیواره چاه از سازندهای مجاور (SHUT) و قابلیت انتقال سیالات بین لایه‌ها (YES) می‌باشد. کلمه COMPDAT مشخصات تکمیل چاهها را از قبیل: نام چاه، موقعیت بازه‌های تکمیل شده در چاه مربوطه در جهات سه‌گانه، باز و یا بسته بودن چاه (OPEN)، تعداد جداول درصد اشباع آب در مدل (1) و شعاع دیواره چاه (۰/۲۵) را نشان می‌دهد. کلمه WCONHIST نیز مشخصات تولید چاهها را از قبیل: نام چاه، باز و یا بسته بودن چاه و نوع چاه از نظر نفتی و یا آبی بودن (نفتی یا همان ORAT)، مقدار دبی تولیدی نفت (۳۰۰۰) و آب (۰) و گاز (۰)، پایین‌ترین مقدار مجاز فشار ته‌چاهی در مدل (۵۰۰) و تعداد تجهیزات فراآوری نفت در چاه (۰) را نشان می‌دهد. نمونه‌ای از این قسمت در فایل زیر قابل مشاهده است.

```

WELLSPECS

'PRODUCER' 'G1' 8 3 8122 'OIL' STD SHUT YES /
/
COMPDAT
'PRODUCER' 8 3 3 4 'OPEN' 1 0.25 /
/
WCONHIST
'PRODUCER' 'OPEN' 'ORAT' 3000 0 0 0 500 /
/

```

Abstract

One of the most important problem of petroleum reservoirs is water entering to the reservoir as a result of coning phenomenon and its simultaneous flow with oil through the wellbore. Since this phenomenon declines ultimate oil recovery and increases in operation costs, understanding and prediction of petroleum reservoirs behavior in regard to this phenomenon is crucial.

This study investigates water coning phenomenon in fractured reservoir. using ECLIPSE package by implementing dual porosity model. Firstly coning phenomenon was simulated then critical oil flow rate and water breakthrough time were estimated for one oil well. Also effect of carbonate reservoir rock properties like matrix and fracture permeability and porosity were investigated on water breakthrough time. Then by Spider plot, some of the effective parameters like density difference, viscosity, vertical to horizontal permeability ratio and production rate which affect on the amount of oil and water production were studied.

Results of simulation specify 1400 day as a water breakthrough time and 1000 bbl/day as a critical oil flow rate for studied well. Also it has been found that increase of density difference any reduction of oil viscosity, permeability ratio and oil flow rate, decreases water production. The obtained results also indicate that oil flow rate and vertical permeability of fracture have most effect while any increase of rock wettability (in case of oil-wet rock) has the least effect on water coning phenomenon.

Key words: Carbonate reservoir rock, Coning, Dual porosity, Breakthrough time, Critical flow rate



Shahrood University

Faculty of Mining, Petroleum & Geophysics Engineering

**Investigation and simulation of water coning phenomenon
in one of the Iranian water drive oil reservoirs**

A thesis submitted in partial fulfillment of requirements for the degree of Master of
Science in petroleum engineering

By:

Morteza Kheirzadeh

Supervisor:

Dr. A. Moradzadeh

March 2014