

بررسی پدیده مخروطی شدن آب در یکی از مخازن گازی شکافدار ایران

مهدی حسن‌زاده^۱، شهاب گرامی^۲* و محمدهادی پرهاموند^۳

۱- شرکت بهره‌برداری نفت و گاز زاگرس جنوبی، شرکت نفت مناطق مرکزی ایران، شرکت ملی نفت ایران

۲- پژوهشکده ازدیاد برداشت، شرکت ملی نفت ایران

۳- شرکت مهندسی و خدمات چاه پیمایی مهران، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۵/۳/۲۷ تاریخ پذیرش: ۹۵/۸/۸

چکیده

یکی از مشکلات دائمی در تولید نفت و گاز از مخازن هیدروکربوری تولید آب ناشی از پدیده مخروطی شدن می‌باشد. چنانچه چاهی با این مشکل مواجه شود، میزان تولید نفت و گاز آن تحت تاثیر قرار خواهد گرفت و هزینه‌های مربوطه را به شدت افزایش می‌دهد. مطالعات ثابت می‌کند برای هرگونه سناریوهای تولیدی یا توسعه یک میدان، مطالعه پارامترهای مخزنی جهت کنترل مخروطی شدن آب یا به تأخیر افتادن زمان میان‌شکنی بسیار مهم و ضروری می‌باشد. هدف از انجام این تحقیق نشان دادن تاثیر پارامترهای کلیدی بر روی این پدیده در یکی از میادین گازی شکافدار ایران می‌باشد. بدین منظور یک مدل مصنوعی با استفاده از داده‌های واقعی در یک سیستم شعاعی ساخت و شبیه‌سازی شد، سپس تاثیر پارامترهای مختلف مخزنی روی میزان درصد برش آب تولیدی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. با مقایسه نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌ها این نتیجه به دست می‌آید که تزریق جریان سیال غیر تراوا در لایه‌های زیرین سازندهای تولیدی باعث کاهش میزان درصد برش آب تولیدی شده و زمان رسیدن مخروط به دهانه چاه را افزایش می‌دهد. همچنین ثابت شد که تراوایی شکاف، ضخامت ستون گاز، نرخ جریان گاز، تعیین موقعیت تکمیل چاه و قدرت آبدخیز از مهمترین پارامترهای تشکیل‌دهنده و تشدید کننده این پدیده هستند. همچنین مشخص شد که افزایش تخلخل ماتریس نسبت به تخلخل شکاف، افت فشار کمتری به مخزن وارد می‌کند و تولید آب را کاهش می‌دهد.

کلمات کلیدی: مخروطی شدن آب، مخازن شکافدار گازی، نیروی گرانشی، نیروی گرانشی، درصد برش آب.

مقدمه

شکل داده و به صورت یک مخروط به سمت فاصله تکمیل چاه پیشروی می‌کند و نهایتاً آب وارد چاه می‌شود. یکی از مکانیزم‌های تولید آب اضافی در میادین نفت و گاز، آب ناشی از پدیده مخروطی

پدیده مخروطی شدن آب در اثر عدم توازن بین نیروهای گرانشی^۱ و گرانشی^۲ رخ می‌دهد و در آن سطح تماس آب - گاز در نزدیکی دهانه چاه تغییر

1. Viscosity
2. Gravity

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی
sg.petroleum@hotmail.com

شدن است که هزینه‌های بسیاری را به همراه دارد، هزینه‌های ناشی از ایجاد خوردگی، پایین آمدن میزان تولید، هزینه‌های پالایش، انجام آزمایشات و عملیات‌های مربوطه همگی به واسطه مشکل تولید آب نمک در میادین هیدروکربوری است [۱]. در کنار مشکلات ایجاد شده برای چاه و واحدهای بهره‌برداری، تولید آب و دفع آن اثرات زیان‌باری بر روی محیط زیست دارد به طوری که در ایالات متحده سالیانه بین ۵ تا ۱۰ میلیارد دلار صرف هزینه‌های دفع آن می‌شود [۲]. بررسی این پدیده و راهکارهای عملی مقابله با آن از اهمیت خاصی برخوردار است. از طرفی قیمت پایین گاز در طی دهه قبل باعث شده تا توجه به این مشکل در مخازن گازی کمتر مورد توجه و بررسی قرار گیرد. پژوهشگران صنایع نفت و گاز همزمان با افزایش تدریجی قیمت گاز به دنبال بالا رفتن تقاضای گاز طبیعی و کاهش در تأمین آن، مطالعات خود را به سمت کنترل و کاهش تولید آب در مخازن گازی گسترش داده‌اند. این در حالیست که بنا به اعلام موسسه اطلاعات انرژی در سال ۲۰۰۳، افزایش تقاضا برای گاز طبیعی سبب افزایش تولید سالیانه به میزان ۱/۸٪ بین سال‌های ۲۰۰۱ الی ۲۰۲۵ می‌باشد [۳]. با این روند افزایش رو به رشد مصرف گاز در بخش‌های صنعتی و خانگی تولید آب اضافی کماکان از مهمترین چالش‌هایی است که علی‌رغم تمام پیشرفت‌های به دست آمده در این زمینه با آن روبرو هستیم. وجود ناهمگنی در مخازن شکافدار سبب می‌شود که معادلات ارائه شده در مخازن معمولی، در این گونه مخازن کاربرد چندانی نداشته باشد. در مخازن شکافدار به دلیل ناهمگن بودن و توزیع غیر یکنواخت شکاف‌ها، نحوه توسعه مخروط به سمت بازه تولیدی چاه غیر منظم و دارای پیچیدگی‌های خاص خود می‌باشد. برای تخمین دبی بحرانی و زمان میان‌شکنی می‌بایست مخزن به همراه نحوه توزیع شکاف‌ها مدل‌سازی شود. با آنکه مطالعات بسیار گسترده‌ای در رابطه

با مخازن معمولی وجود دارد اما تحقیقات اندکی در رابطه با مخازن شکافدار انجام شده که به طور نمونه می‌توان از تئوری بیرک نام برد [۴ و ۵]. تعیین زمان رسیدن مخروط به بازه تولیدی، نیاز به بررسی اشباع در شکاف‌ها و ماتریس دارد که در این گونه مخازن همزمان با شروع تولید، دو مخروط سریع و آهسته به وجود می‌آید، مخروط سریع در شکاف‌ها و مخروط آهسته در ماتریس شکل می‌گیرند. موقعیت این دو مخروط نسبت به یکدیگر به دبی تولیدی، خواص مخزن و خواص شکاف‌ها بستگی دارد [۶]. متأسفانه در مقایسه با چاه‌های نفتی مطالعات بسیار محدودی در مورد مخروطی شدن آب در چاه‌های گازی گزارش شده است، به همین علت بسیاری از محققان و کارشناسان صنایع نفت و گاز مخروطی شدن آب در چاه‌های گازی را به عنوان یک پدیده مشابه با مخروطی شدن آب در چاه‌های نفتی در نظر می‌گیرند. موسکات معتقد بود که مکانیزم فیزیکی مخروطی شدن آب در چاه‌های گازی مشابه با چاه‌های نفتی است، علاوه بر این او عقیده داشت که مخروطی شدن آب در چاه‌های گازی سبب بروز مشکلات کمتری نسبت به چاه‌های نفتی است [۷]. کبیر در سال ۱۹۸۳ با ساخت یک مدل در سیستم شعاعی و در حضور یک آبده قوی عملکرد یک چاه گازی را جهت بررسی پدیده مخروطی شدن آب مورد شبیه‌سازی قرار داد. او طی مطالعات خود به این نتیجه رسید که تراوایی و ضخامت ستون گازی مهمترین پارامترهای حاکم در این پدیده هستند، ولی پارامترهای نرخ تولید گاز، وجود لایه‌های شیلی غیرتراوا، فواصل چاه و نقش تراوایی عمودی نسبت به افقی تاثیر کمتری در این پدیده دارند [۸]. در ادامه بئاتی و همکارانش در سال ۱۹۹۶ تاثیر پارامترهای مختلف مخزنی را بر روی این پدیده در یکی از مخازن گازی شکافدار مورد بررسی قرار دادند، آنها طی مطالعات

1. Critical Flow Rate

2. Breakthrough Time

به مطالعه تولید آب از یک مخزن گازی در ایران پرداختند. آنها با استفاده از چاه های افقی توانستند زمان میان شکنی را افزایش دهند و تولید با زیر نرخ بحرانی را برای چاه های عمودی توصیه کردند [۱۶].

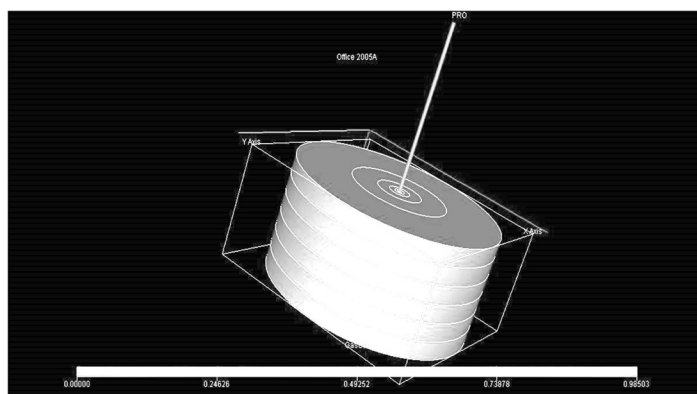
همان طور که در مباحث بالا اشاره شد، متأسفانه محققان صنایع نفت و گاز بیشترین تحقیقات خود را بر روی شناسایی و کنترل پدیده مخروطی شدن آب در چاه های نفتی انجام داده اند. از آن جا که کشور عزیزمان، دومین دارنده ذخایر اثبات شده گاز دنیا می باشد، انجام مطالعات پایه ای و مفهومی با استفاده از داده های واقعی امری ضروری و مهم است. بنابراین بررسی پارامترهای مختلف جهت دانستن مکانیزم پدیده مخروطی شدن آب ضروری است و با شبیه سازی این پارامترها می توان زمان میان شکنی آب را بهینه کرد. در این تحقیق تأثیر تزریق جریان سیال غیر تراوا در لایه های زیرین سازند تولیدی، تراوایی شکاف، ضخامت ستون گاز، نرخ جریان گاز، موقعیت تکمیل چاه، قدرت آبد، نسبت تخلخل ماتریس به شکاف بر روی پدیده مخروطی شدن آب در یکی از میادین گازی شکافدار جنوب ایران بررسی می شود.

روش کار

شبیه سازی و ساخت مدل

برای بررسی و تعیین پارامترهای کلیدی در مخروطی شدن آب در مخازن شکافدار ابتدا یک مدل مصنوعی شکافدار در حالت نفت سیاه^۱ با استفاده از نرم افزاری تجاری ساخته شد و از آن جایی که تقریباً تمام مخازن نفتی یا گازی به صورت کامل یا جزئی در ارتباط با یک آبد قرار دارند، برای اتصال آبد به مخزن از مدل تحلیلی فتکوویچ استفاده گردید [۱۷]. این مدل در سیستم شعاعی و در حضور یک آبد می باشد. دارای شش لایه با ضخامت یکسان است، که لایه انتهایی آبد در نظر گرفته شده است. در شکل ۱ شماتیک چاه و مخزن در حالت سه بعدی نشان داده شده است.

خود به این نتیجه رسیدند که بالا بودن نرخ تولید گاز، وجود یک آبد قوی، بالا بودن تراوایی عمودی شکاف و نزدیک بودن سطح تماس آب - گاز با فواصل مشبک کاری باعث تسریع در تشکیل این پدیده می شود [۹]. جهت کنترل تولید آب در پدیده مخروطی شدن در مخازن شکافدار، فراگاجن و واسموت عملکرد تزریق ژل را مورد بررسی قرار دادند. آنها طی مطالعات خود به نتایج موفقیت آمیزی در کنترل مخروطی شدن آب دست یافتند [۱۰ و ۱۱]. ریچارد سچ و همکارانش با ساخت یک مدل شعاعی تولید آب در یک چاه گازی افقی را مورد بررسی قرار دادند، مدل آنها در مجاورت یک آبد عددی قرار داشت. نتایج شبیه سازی ها ثابت کرد که پارامترهای نرخ تولید گاز، قدرت آبد، ضخامت ستون گازی و موقعیت تکمیل چاه عواملی هستند که با افزایش آنها تولید آب در یک چاه گازی افقی تشدید می شود [۱۲]. نعمانی و همکارانش پدیده مخروطی شدن آب بر روی مخازن نفتی شکافدار ایران را با ساخت دو مدل شعاعی و کارتزین مورد بررسی و شبیه سازی قرار دادند. آنها به این نتیجه رسیدند که ضخامت ستون نفتی، تعیین موقعیت تکمیل چاه، تراوایی شکاف، نرخ تولید نفت و نسبت تحرک از عوامل تأثیرگذار در این پدیده محسوب می شود [۱۳]. اوکان پدیده مخروطی شدن آب در مخازن نفتی شکافدار را با ساخت یک مدل شعاعی مورد بررسی و شبیه سازی قرار داد. نتایج شبیه سازی ها ثابت کرد با افزایش تراوایی شکاف و نرخ تولید نفت، میزان برش آب تولیدی افزایش پیدا می کند از طرفی عرض شکافها تأثیری بر روی برش آب تولیدی در مخازن شکافدار ندارد [۱۴]. وی - جون شن و همکارانش مخروطی شدن آب را در یک مخزن ماسه سنگی شکافدار بررسی و شبیه سازی کردند و به این نتیجه رسیدند که تراوایی ماتریس و شکاف، نسبت تراوایی عمودی به افقی، سایز آبد و نرخ تولید گاز تأثیر قابل توجهی روی مخروطی شدن آب دارند [۱۵]. نصیری و جعفری



شکل ۱ شماتیک مدل مخزن در حالت سه بعدی.

تأثیر پارامترهای مورد بررسی بر روی درصد برش آب تولیدی^۲ در یک بازه زمانی شش ساله مورد حساسیت سنجی قرار گرفتند. در حساسیت سنجی یک پارامتر مخزنی در ابعاد مختلف مورد تغییر قرار می‌گرفت، این در حالی است که سایر پارامترها ثابت در نظر گرفته می‌شدند.

داده‌های به کار رفته در مدل مربوط به یکی از میادین گازی شکافدار در جنوب ایران می‌باشد. جدول ۱ داده‌های مربوط به مخزن گازی شکافدار و جدول ۲ داده‌های مربوط به آبدۀ هستند. خواص PVT^۱ گاز و آب به ترتیب در جدول‌های ۳ و ۴ آمده‌اند. با استفاده از مدل‌های ساخته شده

جدول ۱ مدل پایه مخزن گازی شکافدار.

۲۴۰ (ft)	ضخامت مخزن	۰/۱۲	جفت شدگی ماتریس و شکاف
۲۰۰ (ft)	عمق تکمیل چاه	۰/۱	تخلخل ماتریس
۱/۰۰۳ (RB/STB)	ضریب حجمی آب سازند	۰/۰۱۵	تخلخل شکاف
۵۰۰ (psi)	حد فشار ته چاهی BHP	۰/۵ (md)	تراوایی ماتریس
۵۱۰۰ (psi)	فشار اولیه	۲۰۰۰ (md)	تراوایی شکاف
۶۲/۴۲ (lb/ft ^۳)	چگالی آب	۸۰۰۰ (Mscf/day)	نرخ تولید
۵۰/۹۴ (lb/ft ^۳)	چگالی نفت	۰/۰۵۱۸ (lb/ft ^۳)	چگالی گاز
۰/۲۵ (ft)	شعاع چاه	کاملاً ضمنی	روش عددی
شعاعی	نوع گریدبندی	۲۰۵۰ (ft)	شعاع خارجی مخزن
۶۰	تعداد گریدها	شکافدار	نوع مدل

جدول ۲ آبدۀ مدل مخزن گازی شکافدار.

نوع آبدۀ	فشار اولیه (psi)	حجم اولیه (stb)	قابلیت تراکم‌پذیری کل (psi ^{-۱})	ضریب بهره‌وری ((stb/day)/psi)
فکتوویچ ^۳	۶۲۰۰	1.00E+10	5.00E-06	۸۰

1. Fetkovich
2. Water Cut
3. Condensate Blockage

جدول ۳ داده‌های مربوط به خواص PVT گاز.

Pg (Psi)	OGR (STB/Mscf)	FVF (RB/Mscf)	گرانروی (cp)
۱۵۱۴	۰/۰۰۰۵۴۵۸	۱/۹۸۶۸	۰/۰۱۵۴۶
۲۰۵۹	۰/۰۰۰۸۸۹۷	۱/۴۲۶	۰/۰۱۷۰۱
۲۵۱۵	۰/۰۰۱۳۴	۱/۱۵۳۴	۰/۰۱۸۶۸
۳۰۱۵	۰/۰۰۲۰۴۶	۰/۹۵۶۲	۰/۰۲۰۸۸
۳۵۱۵	۰/۰۰۳۰۰۸	۰/۸۲۰۷	۰/۰۲۳۴
۴۰۱۶	۰/۰۰۴۲۶۲	۰/۷۲۳	۰/۰۲۶۱۸
۴۵۱۰	۰/۰۰۵۸۲۱	۰/۶۵۰۶	۰/۰۲۹۱۷
۵۱۱۷	۰/۰۰۸۲۲۲	۰/۵۸۳۶	۰/۰۳۳۱۷

جدول ۴ داده‌های مربوط به خواص PVT آب.

فشار مرجع (Psi)	FVF (RB/STB)	تراکم‌پذیری (Psi)	گرانروی (cp)
۳۶۰۰	۱/۰۰۳۴۱	3E-6	۰/۹۶

در شبکه مدل تفاوت اندکی نسبت به مدل پایه حاصل شده است. بنابراین با حصول اطمینان از اعتبار مدل پایه، تاثیر پارامترهای مختلف مخزنی بر روی میزان درصد برش آب تولیدی در یک بازه زمانی شش ساله مورد شبیه‌سازی و حساسیت سنجی قرار گرفت. نتایج مربوط به صحت‌سنجی مدل در جدول ۵ ارائه شده است.

صحت‌سنجی^۱ مدل مخزن شکافدار

در بخش قبل به ساخت یک مدل مخزن شکافدار و داده‌های به کار رفته در آن پرداخته شد. این مدل که یک مدل پایه در نظر گرفته شده است، می‌بایست پیش از شبیه‌سازی مورد اعتبار سنجی قرار گیرد. بدین منظور تعداد بلوک‌های موجود در مدل پایه به ترتیب ۲۵٪ کاهش و افزایش داده شد. نتایج مربوط نشان می‌دهد با اعمال تغییرات

جدول ۵ داده‌های مربوط به صحت‌سنجی و حساسیت‌سنجی گریدها.

زمان (Days)	مدل با کاهش ۲۵٪ گریدها	مدل پایه	مدل با افزایش ۲۵٪ گریدها
	برش آب (%)	برش آب (%)	برش آب (%)
۲۱۹/۶	-	میان شکنی	-
۲۲۰/۳	-	۰/۲۳	میان شکنی
۲۲۳/۷	میان شکنی	۰/۶۳	۰/۵۹
۵۰۰	۶/۴	۶/۶	۶/۱
۸۰۰	۲۱/۷	۲۱/۵	۲۲/۳
۱۱۰۰	۳۵/۱	۳۵/۷	۳۵/۹
۱۴۰۰	۴۹/۲	۵۰/۳	۵۰/۴
۱۷۰۰	۷۱/۸	۷۲/۷	۷۲/۳
۲۱۹۶	۹۳/۷	۹۴/۹	۹۴/۶

نتایج و بحث

تأثیر وجود لایه غیر تراوا

یکی از روش‌های کنترل مخروطی شدن آب، تزریق ژل و فوم جهت ایجاد یک لایه غیر تراوا در لایه‌های زیرین سازندهای تولیدی می‌باشد. از نتایج مطالعات این بخش می‌توان به عنوان یک مدل مبنا در بررسی تزریق ژل و فوم استفاده کرد. بدین منظور هشت مدل شامل چهار مدل با در نظر گرفتن اثر لایه غیر تراوا در لایه‌های زیرین سازندهای تولیدی و چهار مدل دیگر بدون در نظر گرفتن لایه‌های غیر تراوا ساخته و مورد مقایسه قرار گرفتند. در مدل‌های ساخته شده تمام لایه‌های تولیدی مورد بررسی قرار گرفت، به طوری که همواره یک لایه غیر تراوا در بخش زیرین لایه‌های تولیدی وجود دارد. در نهایت نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد که وجود یک لایه غیر تراوا زمان رسیدن مخروط به دهانه چاه را افزایش می‌دهد و میزان درصد برش آب را به طور قابل توجهی کاهش می‌دهد اما هر چه به لایه‌های پایینی که در مجاورت سطح تماس گاز - آب هستند، نزدیک‌تر می‌شویم، میزان درصد برش آب تولیدی افزایش و زمان میان‌شکنی را کاهش می‌دهد. جهت درک هر چه بیشتر داده‌های مربوط به شبیه‌سازی در جدول‌های ۶ و ۷ آمده است. به طور مثال شبیه‌سازی‌ها نشان داد در صورت وجود لایه غیر تراوا در لایه دوم و تولید از لایه

اول زمان میان‌شکنی برابر ۶۲۰ day و درصد برش آب برابر ۴۹٪ است، این در حالی است که در صورت تولید از همین لایه ولی بدون وجود لایه غیر تراوا زمان میان‌شکنی به ۴۱۰ day کاهش می‌یابد و میزان درصد برش آب به ۷۶٪ افزایش پیدا می‌کند. شکل‌های ۲ تا ۵، تأثیر لایه غیر تراوا بر درصد برش آب را هنگامی که لایه پایینی غیر تراوا است و از لایه بالایی تولید می‌شود را نشان می‌دهند.

تأثیر تراوایی شکاف

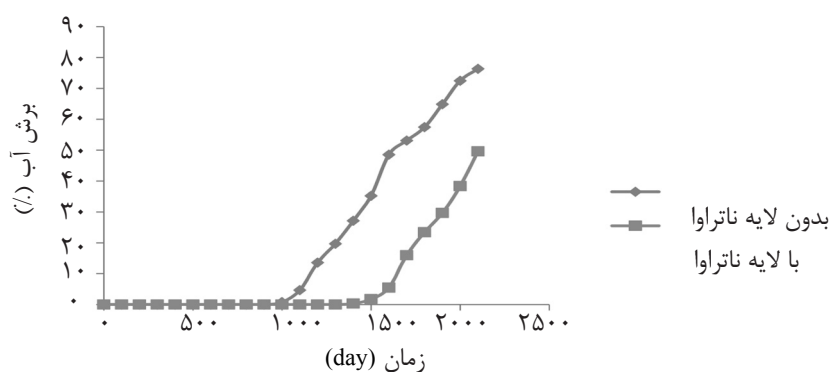
یکی از پارامترهای مهم مخازن شکافدار نقش تراوایی شکاف است که تأثیر بسیار مهمی در مخروطی شدن آب دارد. در این گونه مخازن به دلیل ناهمگن بودن و توزیع غیر یکنواخت شکاف‌ها، نحوه توسعه مخروط به سمت بازه تولیدی چاه غیرمنظم می‌باشد. جهت بررسی این پارامتر پنج مدل مختلف ساخته و مورد حساسیت‌سنجی قرار گرفت، نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد افزایش تراوایی شکاف باعث تسریع در مخروطی شدن و میزان برش آب تولیدی می‌شود به طوری که با افزایش تراوایی شکاف از ۲۰۰ md به ۱۰۰۰ md میزان برش آب تولیدی از ۳۴٪ به ۶۱٪ افزایش پیدا کرد چون مخروط در مسیری شروع به حرکت و توسعه می‌کند که کمترین مقاومت در مسیر حرکت وجود داشته باشد. نتایج مربوط به میزان درصد برش آب در شکل ۶ آمده است.

جدول ۶ تأثیر لایه‌های غیر تراوا در مدل.

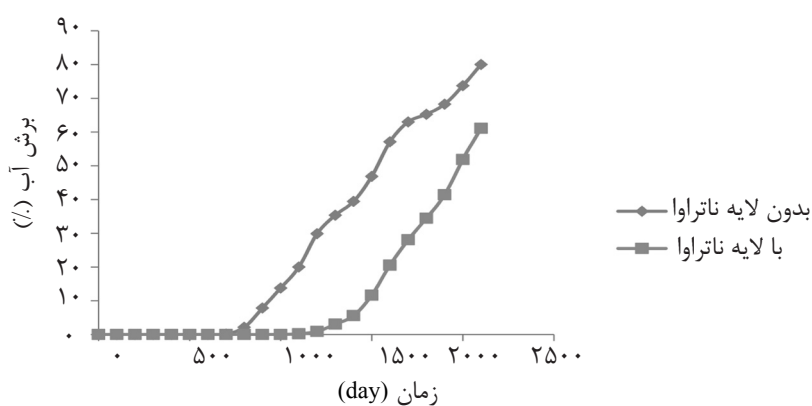
مدل	لایه غیر تراوا	لایه تولیدی	زمان میان‌شکنی (day)	درصد برش آب	نرخ آب تولیدی (STB/dAY)	کل آب تولیدی (STB)
۱	LAYER 2	LAYER 1	۶۲۰	۴۹	۴۷	۴۲۰۴۸
۲	LAYER 3	LAYER 2	۴۱۸	۶۱	۷۵	۸۲۳۳۵
۳	LAYER 4	LAYER 3	۱۳۵	۷۴	۱۳۸	۲۰۵۷۰۷
۴	LAYER 5	LAYER 4	.	۷۷	۱۶۵	۴۲۹۷۰۲

جدول ۷ عدم وجود لایه‌های غیر تراوا در مدل.

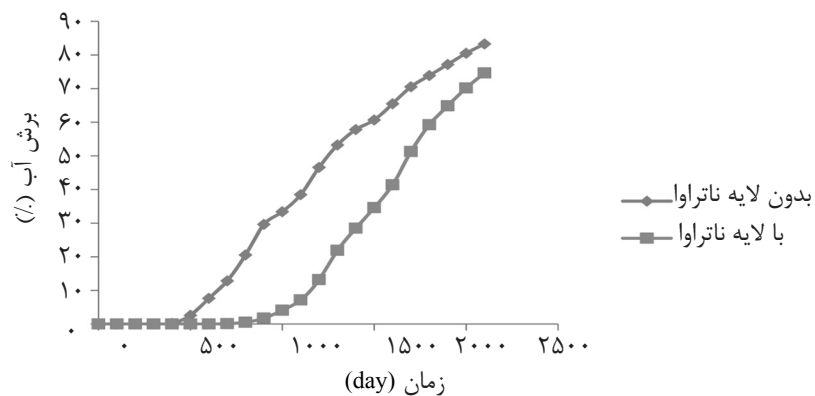
مدل	لایه تولیدی	زمان میان‌شکنی (day)	درصد برش آب	نرخ آب تولیدی (STB/dAY)	کل آب تولیدی (STB)
۱	LAYER 1	۴۱۰	۷۶	۱۵۵	۲۱۵۹۴۶
۲	LAYER 2	۱۹۰	۸۰	۱۸۹	۲۹۵۷۸۲
۳	LAYER 3	۳۵	۸۳	۲۳۴	۴۸۶۱۶۶
۴	LAYER 4	.	۸۴	۲۳۹	۷۳۷۲۲۴



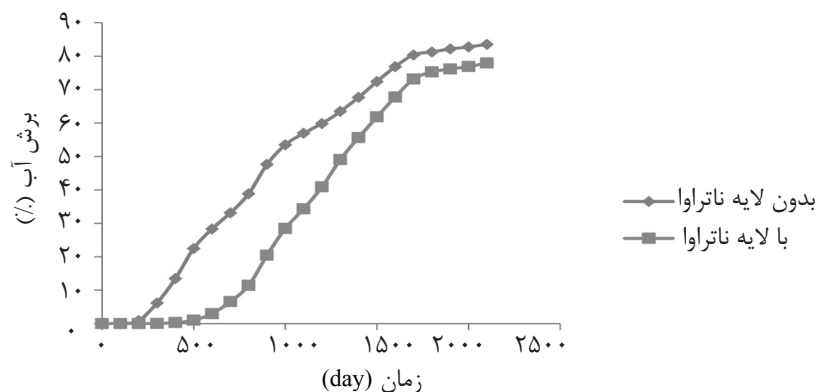
شکل ۲ مقایسه تأثیر لایه غیر تراوا بر درصد برش آب (لایه دوم غیر تراوا و تولید از لایه اول).



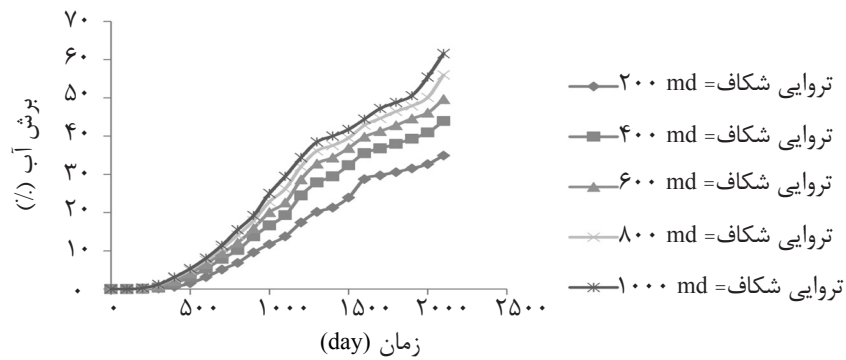
شکل ۳ مقایسه تأثیر لایه غیر تراوا بر درصد برش آب (لایه سوم غیر تراوا و تولید از لایه دوم).



شکل ۴ مقایسه تأثیر لایه غیر تراوا بر درصد برش آب (لایه چهارم غیر تراوا و تولید از لایه سوم).



شکل ۵ مقایسه تأثیر لایه غیر تراوا بر درصد برش آب (لایه پنجم غیر تراوا و تولید از لایه چهارم).

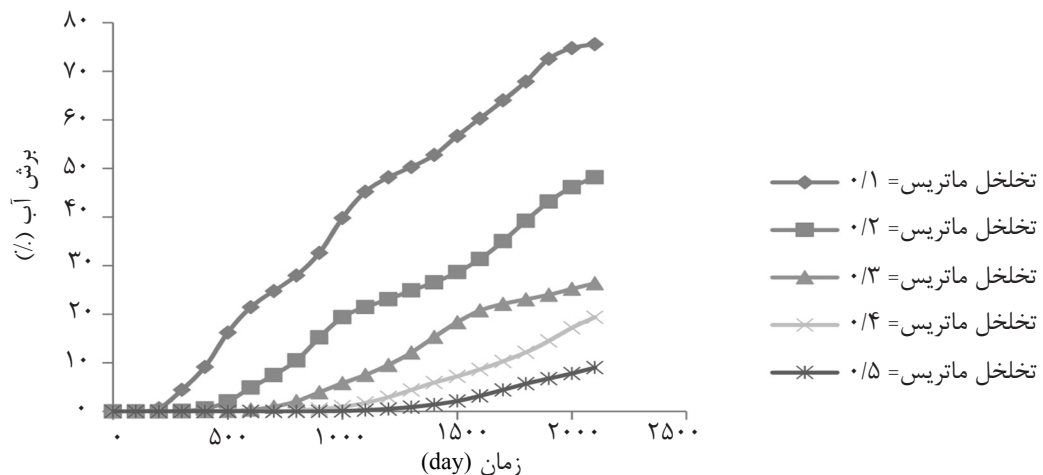


شکل ۶ نمودار تأثیر تراوایی شکاف روی درصد برش آب تولیدی.

آب در شکل ۷ آمده است.

تأثیر تخلخل شکاف

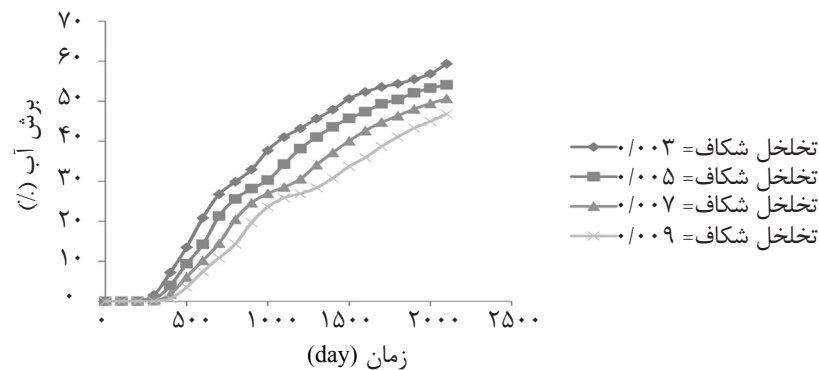
یکی دیگر از پارامترهای مخازن شکافدار تخلخل شکاف است. با این که بخش قابل توجه نفت یا گاز درون مخازن شکافدار در ماتریس‌ها وجود دارد اما در شروع بهره‌برداری، بخش قابل توجه تولید از درون شکاف‌ها صورت می‌گیرد. به طور کلی تبادل همیشگی سیال از درون ماتریس و انتقال آن به درون شکاف‌ها جهت کاهش افت فشار درون مخزن از اهمیت بالایی برخوردار است. جهت بررسی این پارامتر چهار مدل مختلف مورد بررسی قرار گرفت. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد که افزایش تخلخل شکاف تغییرات فشار نسبت به زمان را کاهش می‌دهد، به طوری که با افزایش تخلخل شکاف از ۰/۰۳ به ۰/۰۹ میزان درصد برش آب از ۵۹٪ به ۴۶٪ کاهش پیدا کرد، نتایج مربوط به میزان درصد برش آب در شکل ۸ آمده است.



شکل ۷ نمودار تأثیر میزان تخلخل ماتریس روی درصد برش آب تولیدی.

تأثیر تخلخل ماتریس

مخازن شکافدار شامل بلوک‌های ماتریسی می‌باشند که به وسیله شکاف‌ها از یکدیگر جدا شده‌اند. یکی از پارامترهای مخازن شکافدار تخلخل ماتریس است. در واقع ماتریس‌ها به صورت مستقیم در تولید مشارکت ندارند و تولید از درون شکاف‌ها صورت می‌گیرد. ماتریس‌ها به عنوان یک منبع، حجم قابل توجهی از نفت و گاز درون مخازن شکافدار را در خود جای می‌دهند. برای بررسی تأثیر تخلخل ماتریس پنج مدل مختلف ساخته شد. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد که افزایش تخلخل ماتریس تغییرات فشار نسبت به زمان را کاهش می‌دهد در حقیقت این امر به دلیل شرکت کردن بیشتر ماتریس‌ها در تولید و کاهش تأثیر شکاف‌ها می‌باشد. به طوری که با افزایش تخلخل ماتریس از ۰/۱ به ۰/۵ درصد برش آب تولیدی از ۷۵٪ به ۹٪ کاهش یافت. نتایج مربوط به میزان درصد برش



شکل ۸ نمودار تأثیر میزان تخلخل شکاف روی درصد برش آب تولیدی.

شبیه‌سازی گردید. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد که زمان میان‌شکنی و درصد برش آب مستقیماً به ضخامت ستون گازی بستگی دارد به طوری که با کاهش ضخامت ستون گازی از ۸۰ به ۱۰ فوت زمان میان‌شکنی آب از ۷۰۰ روز به صفر کاهش پیدا کرد و درصد برش آب از ۱۵٪ به ۹۸٪ افزایش یافت. بزرگتر بودن ضخامت ستون گازی باعث می‌شود که نیروی وزن سیال بر نیروی گرانشی غلبه کرده و تولید آب را به تأخیر بیندازد. نتایج مربوط به میزان درصد برش آب در شکل ۱۰ آمده است.

تأثیر موقعیت تکمیل چاه

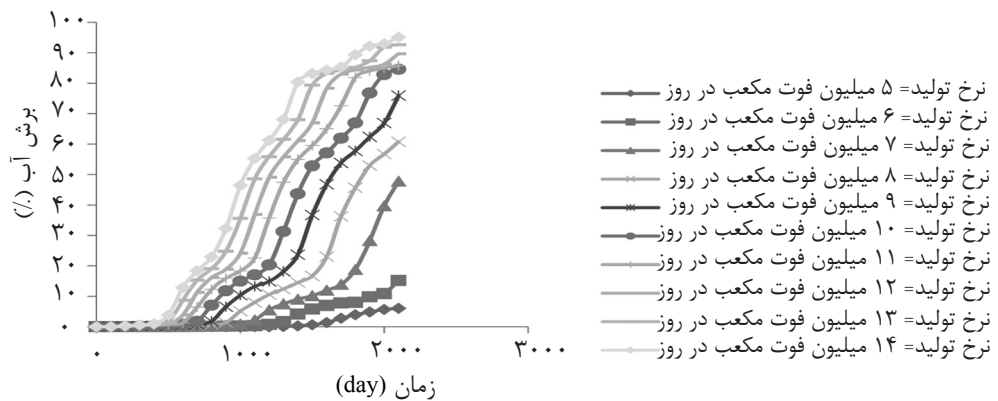
یکی از پارامترهای قابل کنترل موقعیت تکمیل چاه می‌باشد. شش مدل در موقعیت‌های مختلف مخزن تکمیل گردید، نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد که هر چه اندازه فاصله تکمیل چاه به سطح تماس آب - گاز نزدیک‌تر باشد زمان میان‌شکنی کاهش می‌یابد و نهایتاً میزان برش آب تولیدی افزایش می‌یابد به طوری که با افزایش بازه تکمیل چاه از ۴۰ به ۲۰۰ فوت زمان میان‌شکنی آب از صفر به ۸۰۰ روز افزایش یافت و میزان درصد برش آب از ۸۱٪ به ۶۴٪ کاهش پیدا کرد. شبیه‌سازی‌ها ثابت کرد، هر چه فاصله موقعیت تکمیل چاه با سطح تماس گاز - آب افزایش پیدا کند، نیروی گرانشی ناشی از تخلیه فشار کاهش پیدا می‌کند و در نتیجه سطح تماس گاز - آب در موقعیت تثبیت شده‌ای قرار می‌گیرد. نتایج مربوط به میزان درصد برش آب در شکل ۱۱ آمده است.

تأثیر نرخ تولید گاز

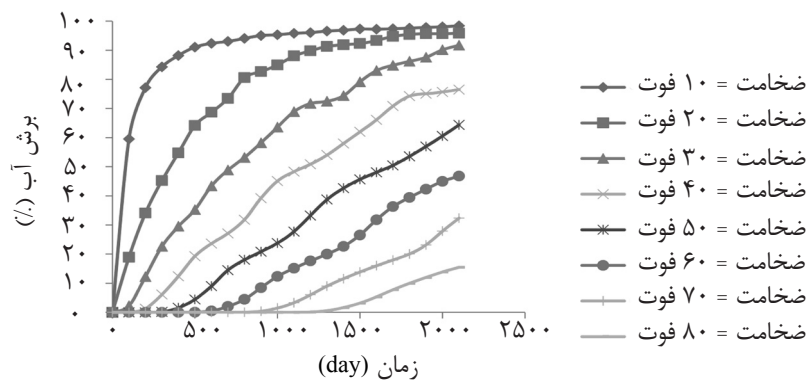
یکی از مهمترین پارامترهای قابل کنترل در پدیده مخروطی شدن آب نرخ تولید می‌باشد. تعیین دبی بهینه تولید با رعایت ملاحظات اقتصادی یکی از مهمترین اقداماتی است که باید برای کنترل مخروطی شدن آب مورد بررسی قرار گیرد. جهت بررسی تأثیر دبی جریان ده مدل با نرخ‌های متفاوت مورد شبیه‌سازی قرار گرفت. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد با افزایش نرخ تولید گاز، میزان افت فشار در داخل مخزن افزایش می‌یابد. افت فشار در داخل مخزن باعث می‌شود که نیروی گرانشی ناشی از تخلیه فشار به مرور زمان بر نیروی گرانشی غلبه کند. شبیه‌سازی‌ها نشان داد هر اندازه نرخ تولید گاز افزایش پیدا کند، زمان میان‌شکنی را تسریع نموده و علاوه بر این درصد برش آب تولیدی را نیز افزایش می‌دهد. به طور مثال با تغییر نرخ تولید از 5000 MSCF/dAY به 14000 MSCF/dAY زمان میان‌شکنی از ۱۲۰۰ به ۱۰۰ روز کاهش پیدا کرد، علاوه بر آن درصد برش آب تولیدی از ۶٪ به ۹۵٪ افزایش یافت. نتایج مربوط به میزان درصد برش آب در شکل ۹ آمده است.

تأثیر ضخامت ستون گازی

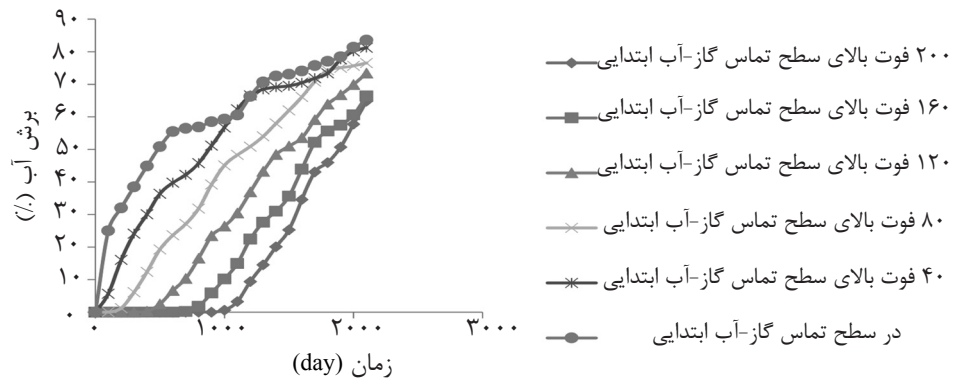
یکی از پارامترهای مخزنی غیر قابل کنترل ضخامت ستون گازی می‌باشد. تعداد لایه‌های موجود در مدل پایه شش لایه می‌باشد که ضخامت تمام لایه‌ها در هر شبیه‌سازی با هم یکسان در نظر گرفته شد، به همین منظور هشت مدل با ضخامت‌های متفاوت



شکل ۹ نمودار تأثیر نرخ جریان گاز روی درصد برش آب تولیدی.



شکل ۱۰ نمودار تأثیر ضخامت ستون گازی روی درصد برش آب تولیدی.

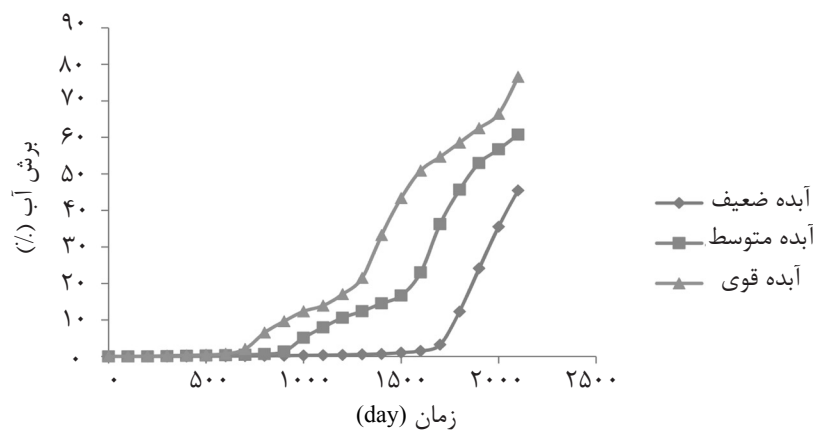


شکل ۱۱ نمودار تأثیر موقعیت تکمیل چاه روی درصد برش آب تولیدی.

تأثیر قدرت آبد

نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد که با افزایش قدرت آبد، میزان آب ورودی به چاه افزایش پیدا می‌کند و در نهایت باعث افزایش میزان درصد برش آب تولیدی می‌شود. به طوری که از آبد ضعیف به قوی میزان درصد برش آب تولیدی از ۴۵٪ به ۷۶٪ افزایش پیدا کرد. نتایج مربوط به میزان درصد برش آب در شکل ۱۲ آمده است.

تقریباً تمام مخازن نفتی یا گازی به صورت کامل یا جزئی در ارتباط با یک آبد قرار دارند ولی حجم و قدرت آنها با یکدیگر متفاوت است. جهت بررسی این پارامتر سه مدل با قدرتهای متفاوت مورد بررسی قرار گرفت. آبد با قدرت ضعیف، متوسط و قوی. سایر پارامترهای مخزنی و تولیدی در کلیه مدل‌ها ثابت در نظر گرفته شدند. در نهایت

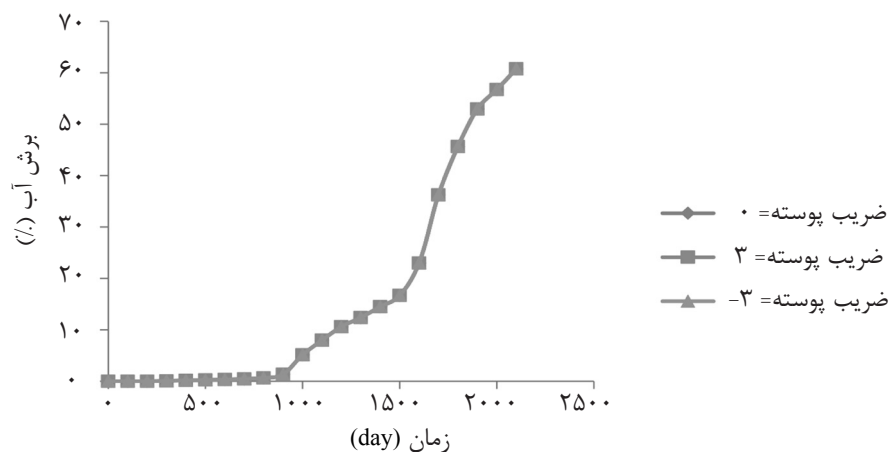


شکل ۱۲ نمودار اثر قدرت آبده روی درصد برش آب تولیدی.

تغییرات در دهانه چاه، مدل دوم با افت فشار جزئی به دلیل شرایط بهبود یافته دهانه چاه و مدل سوم با افت فشار اضافی به دلیل شرایط آسیب دیده دهانه چاه ساخته و مورد بررسی قرار گرفتند. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد که اثر ضریب پوسته تأثیری روی پدیده مخروطی شدن آب ندارد به طوری که زمان میان‌شکنی آب برای هر سه مدل برابر ۲۰۰ روز و میزان درصد برش آب برابر ۶۰٪ بود. نتایج شبیه‌سازی‌ها در شکل ۱۳ آمده است.

تأثیر ضریب پوسته^۱

شناخت علل اصلی صدمات وارد بر سازند مخزنی برای طراحی بهینه نرخ تولید از چاه و نیز در نظر گرفتن عملیات ترمیمی یا پیشگیرانه برای صدمات وارده بر سازند، امری ضروری است. صدمات وارده بر سازند که به دلایل مختلف ایجاد می‌شوند، موجب اثر پوسته در ناحیه مجاور دیواره مخزن می‌شود. سه مدل متفاوت جهت بررسی اثر ضریب پوسته ساخته و مورد بررسی قرار گرفت. مدل اول بدون



شکل ۱۳ نمودار اثر ضریب پوسته بر درصد برش آب تولیدی.

نتیجه گیری

پوسته در هر سه حالت سازند آسیب یافته، بهبود یافته و بدون تغییرات در دهانه چاه تأثیری روی پدیده مخروطی شدن آب ندارد.

۵- بررسی پارامترهای تأثیرگذار برای درک مکانیزم مخروطی شدن آب ضروری است. شبیه سازی این پدیده برای توسعه یک میدان کمک می کند تا شرایط بهینه برای کنترل مخروطی شدن آب یا به تأخیر افتادن زمان میان شکنی فراهم شود.

۶- یکی از پارامترهای مهم در پدیده مخروطی شدن آب در مخازن شکافدار، تعیین الگوی شکاف در مخزن می باشد، تعیین الگوی شکاف در اطراف چاه از اهمیت بالاتری برخوردار است، به همین منظور تهیه کردن داده های دقیق از الگوی شکافها توسط ابزارهای خاص، باعث بالا بردن محاسبات شبیه سازی می شود.

۷- با توجه به این که این تحقیق در مخازن گازی با خصوصیات نزدیک به مخازن گازی ایران (وجود شکاف و ترکیب گاز میعانی) صورت پذیرفته، ضرورت انجام تحقیق در حضور انسداد میعانات گازی امری لازم و ضروری است.

۱- نتایج حاصل از شبیه سازیها ثابت کرد که تزریق جریان سیال غیرتراوا در لایه های زیرین سازندهای تولیدی باعث کاهش میزان درصد برش آب تولیدی می شود و زمان رسیدن مخروط به دهانه چاه را افزایش می دهد. شبیه سازیها ثابت کرد که هر چه به سطح تماس گاز - آب نزدیکتر شویم، تاثیر وجود لایه غیرتراوا کاهش می یابد.

۲- نتایج حاصل از شبیه سازیها ثابت کرد که تراوایی شکاف، ضخامت ستون گاز، نرخ جریان گاز، تعیین موقعیت تکمیل چاه و قدرت آبدۀ از مهمترین پارامترهای تشکیل و تشدید کننده پدیده مخروطی شدن آب در مخازن گازی شکافدار هستند.

۳- نتایج شبیه سازیها ثابت کرد که افزایش تخلخل ماتریس نسبت به تخلخل شکاف از اهمیت بالایی برخوردار است. شرکت کردن ماتریسها در تولید از مخزن، سبب افت فشار کمتر به مخزن شده که در نهایت باعث به تأخیر افتادن تغییرات کاهش فشار نسبت به زمان می شود.

۴- نتایج شبیه سازیها نشان داد که پارامتر ضریب

مراجع

- [1]. Aminian A., "Water production problems and solutions-part one," Petroleum and Natural Gas Engineering Department, West Virginia University.
- [2]. Seright R. S., Lane R. H., and Sydansk R. D., "A strategy for attacking excess water production", SPE Production and Facilities, pp.158-169, 2003.
- [3]. Energy Information Administration, "Annual energy outlook 2003 with projection to 2025," www.eia.doe.gov/oiaf/aeo, January 2003.
- [4]. Saad S. M., Darwich T. D. and Assad Y., "Water coning in fractured basement reservoirs," Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 29808, Middle East Oil Show, 11-14 March, Bahrain 1995.
- [5]. Birks J., "Coning theory and its use in predicting allowable producing rates of wells in a fissured limestone reservoir", Iranian Petroleum Institute Bull, p. 12 & 13, 470, 1963.
- [6]. AL Afaleg N., and Ershagi I., "Coning phenomena in naturally fractured reservoirs", SPE 26083, 1993.
- [7]. Muskat M., "Flow of homogeneous fluids", in: International Human Resources Development, Boston, pp. 687-692, 1982.
- [8]. Kabir C. S., "Predicting gas well performance coning water in bottom-water drive reservoirs," Paper SPE

- 12068, 58th Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, 1983.
- [9]. Beattie D. R. and Roberts B. E., "*Water coning in naturally fractured gas reservoirs*," Paper SPE 35643, Gas Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, 28 April–1 May 1996.
- [10]. Fragachan F., "*Controlling water production in naturally fracture reservoirs with inorganic gel*", SPE Paper 35325, Petroleum Conference and Exhibition of Mexico held in Villahermosa, Mexico, 5-7 March 1996.
- [11]. Wassmuth F., "*Water abatement in gas wells*", PTAC, Technology Information Session, Alberta Research Council Inc. May 7, 2003.
- [12]. Seach R. P., "*Controls on water cresting in high productivity horizontal gas wells*," Paper SPE 107169, Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition held in London, United Kingdom, 11-14 June 2007.
- [13]. Namani M. and Asadollahi M., "*Investigation of water coning phenomenon in Iranian carbonate fracture reservoirs*", Paper SPE 108254, International Oil Conference and Exhibition, Mexico, 27-30 June 2007.
- [14]. Okon A., "*Water coning in fractured reservoirs: a simulation study*", MSc thesis, Norwegian University of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, 2012.
- [15]. Shen W. and Liu X and Lu J., "*Water coning mechanism in tarim fractured sandstone gas reservoirs*", J. Cent. South Univ. 22: 344, 2015.
- [16]. Nasiri M. and Jafari I., "*Investigating the mechanism of water inflow in gas wells in fractured gas reservoirs and designing a controlling method*", International Journal of Chemical, Environmental & Biological Sciences (IJCEBS) Vol. 3, Issue 6, 2015.
- [17]. Fetkovich M. J., "*A simplified approach to water influx calculations-finite aquifer systems*," Society of Petroleum Engineers. Journal of Petroleum Technology, Vol. 23, Issue 7, (1971, July 1).