



بهینه‌سازی تولید و تکمیل چاه در مخزن گازی دارای آبد

علی علیزاده^۱ دانشجوی دکتری مخازن هیدروکربوری دانشگاه صنعتی امیر کبیر

احسان خاچه‌چی^۲ عضو هیئت علمی دانشکده مهندسی نفت دانشگاه صنعتی امیر کبیر

چکیده

برای کمینه کردن فشار ترک چاه و بیشینه نمودن بازیافت در مخازن گازی دارای آبد، می‌توان ناحیه بیشتری از چاه را مشبک کاری کرد یا دبی تولیدی را افزایش داد. برای جلوگیری از پدیده مخروطی شدن، طول ناحیه مشبک کاری شده باید مناسب باشد و تولید با دبی نسبتاً پایینی انجام پذیرد. در این مطالعه، برای بررسی هر چه بیشتر پدیده مخروطی شدن، به کمک شبیه‌سازی، اثر ناحیه مشبک کاری شده، دبی تولیدی گاز و تراوایی مخزن بر این پدیده بررسی شده است.

نتایج نشان می‌دهد که بازیافت نهایی گاز در سیستم دارای تراوایی بالا، مستقل از دبی گاز و طول ناحیه مشبک کاری شده است. این در حالی است که تولید نهایی آب با افزایش دبی گاز و طول ناحیه مشبک کاری شده، افزایش می‌یابد. در سیستم‌های با تراوایی پایین، بازیافت نهایی گاز به شکل محسوسی با افزایش دبی تولید افزایش یافته و آب تولیدی رو به کاهش می‌گذارد.

واژگان کلیدی: بهینه‌سازی تکمیل، بهینه‌سازی تولید، شبیه‌سازی سیستم گاز-آب، رانش آبد، مخروط شدگی

مقدمه

در جهت شعاعی و ۱۶ لایه در جهت عمودی در نظر گرفت. وی همچنین اثر اصطکاک در چاه تولیدی را نیز در محاسبات وارد نمود که در مطالعات کبیر لحاظ نشده بود.

کبیر و یوبل اثر تراوایی، ضخامت لایه تولیدی و طول ناحیه مشبک کاری شده را مورد مطالعه قرار دادند. قابل ذکر است که دبی تولیدی نیز اثر مهمی در بازیافت نهایی از مخزن گازی خواهد داشت. لوتس^۳ [۳] و برینکمن^۴ [۴] با بیان چند مطالعه میدانی نشان دادند که افزایش دبی تولید گاز در مخازن با تراوایی‌های پایین، سبب بهبود بازیافت نهایی در مخازن گازی دارای آبد می‌گردد. چسنی^۵ و همکاران^۵ [۵] و آر کارو^۶ و باسیون^۶ [۶] با مطالعه بر روی مقدار آب تولیدی از چاه گازی دریافتند که همانند اثر روند افزایشی دبی تولید گاز، تولید حجم بالای آب می‌تواند سبب کاهش فشار ترک مخزن و افزایش بازیافت نهایی گردد.

در این مقاله هدف اصلی، مطالعه بر روی دبی تولیدی گاز و انتخاب محل ناحیه مشبک کاری در مخازن گازی با مکانیزم آبران می‌باشد. سیستم، با استفاده از یک نرم‌افزار شبیه‌سازی تجاری مخزن، مدل شده است. شبیه‌سازی این امکان را می‌دهد که سناریوهای مختلف تولید و تکمیل چاه را پیاده و سناریوی بهینه را انتخاب نمود.

بسیاری از مخازن گازی، دارای آبدی تثبیت کننده‌ی فشار مخزن هستند. تولید از چاه‌های حفر شده در چنین مخازنی، به دلیل تولید آب اضافی در طول عمر چاه سرانجام متوقف خواهد شد.

احتمال مخروطی شدن، زمانی بیشتر است که تولید با دبی بالا انجام پذیرد. در این حالت، سطح تماس آب و گاز به ناحیه مشبک کاری شده می‌رسد. لذا برای مقابله با این پدیده، می‌توان قسمت فوقانی لایه تولیدی را مشبک کاری نمود تا تولید، با دبی خاص و محدودی انجام پذیرد.

انتخاب نوع تکمیل بهینه چاه و مقدار دبی گاز تولیدی، نیاز به فهم کامل پدیده مخروطی شدن دارد. تا به حال مطالعات وسیعی در رابطه با پدیده مخروطی شدن در حین تولید نفت و گاز انجام پذیرفته است. در این میان، آنچه کمتر در مطالعات قبلی مورد بررسی قرار گرفته پدیده مخروطی شدن در سیستم آب-گاز می‌باشد. کبیر^۱ [۱] در سال ۱۹۸۳ مطالعاتی روی این پدیده در سیستم آب-گاز انجام داد. وی مخزن را به صورت سیستم شعاعی دارای ۱۰ بلوک با توزیع لگاریتمی در جهت شعاع و ۱۴ لایه در جهت عمودی، شبیه‌سازی کرد. یوبل^۲ [۲] در سال ۱۹۹۰ مطالعه کبیر را گسترش داد و ۱۵ بلوک با توزیع لگاریتمی

* نویسنده عهده‌دار مکاتبات (khamehchi@aut.ac.ir)

۱- بحث در رابطه با جریان سیال و پدیده مخروط شدگی

تابه حال مطالعات فراوانی در رابطه با پدیده مخروطی شدن در سیستم نفت-آب و نفت-گاز [۷ و ۸] انجام شده است. در این مطالعه تمرکز اصلی بر مطالعه روی سیستم گاز-آب می باشد که به صورت محدود در چند مطالعه به آن پرداخته شده است. در مخازن گازی، مخروط شدگی آب-گازی یکی از مسائل مهم در بحث تولید می باشد [۹] که این مسئله در مخازن گازی جنوب ایران از اهمیت ویژه ای برخوردار است [۱۰].

شکل ۱ رفتار مورد انتظار در یک مخزن گازی با مکانیزم آبران، هنگام رسیدن سطح تماس گاز و آب به ناحیه مشبک کاری شده را نشان می دهد. در این حالت، با توجه به اینکه گاز پویاتر از آب است، مخروط فاز گاز وارد بخش آبد می شود. این مخروط در سیستم آب-نفت در خلاف جهت سیستم گاز-آب خواهد بود، لذا نمی توان نتایج حاصل از سیستم نفت-آب را برای چنین مواردی بکار برد. گرفت و هاو کینز [۱۱] در سال ۱۹۵۹ تغییراتی در معادله بنیادی داریسی داده و آنرا برای سیستم های غیرنفتی نیز کاربردی کردند. رابطه داریسی برای حالت جریان پایدار^۱

آب در سیستم شعاعی به صورت زیر است:

$$q_w = \frac{0.00708 k_w h_w (P_e - P_w)}{\mu_w B_w \ln(r_e/r_w)} \quad (1)$$

به طور مشابه، برای سیستم گاز با به کارگیری خواص متوسط سیال گازی خواهیم داشت:

$$q_w = \frac{6.88 \times 10^{-7} k_g h_g (P_e^2 - P_w^2)}{TZ \mu_g \ln(r_e/r_w)} \quad (2)$$

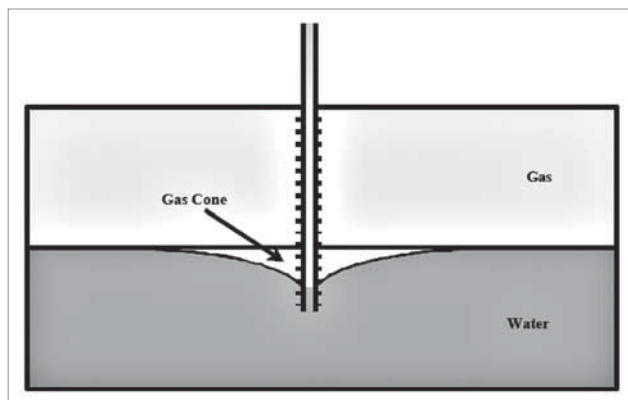
روابط فوق تنها برای جریان تک فاز پایدار و یک بُعدی صادق است و برای توصیف جریان ناپایدار^{۱۱} چندفازی و سه بُعدی که هدف این مطالعه است، مناسب نمی باشد. این درحالی است که می توان از این روابط تنها برای پیش بینی روند تغییرات به عنوان پیش زمینه ای برای کار اصلی استفاده نمود.

۲- توصیف مدل

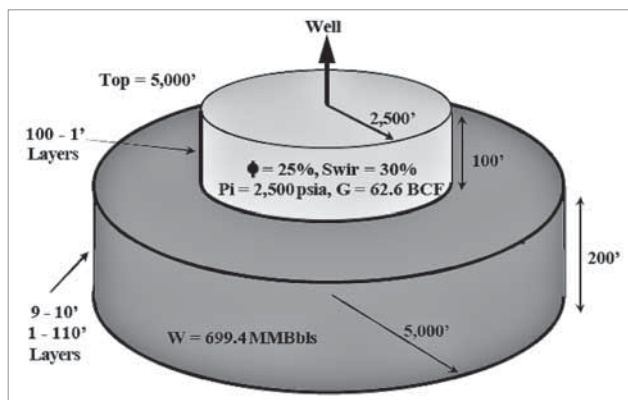
پدیده مخروطی شدن، هم توسط روش های تحلیلی و هم شبیه سازی مورد بررسی قرار گرفته است. روش تحلیلی عمدتاً برای جریان پایدار و با شرایط مرزی ثابت مورد استفاده قرار می گیرد. لذا دارای کاستی های فراوانی است. شبیه سازی مخزن برای بررسی مخزنی که عملکرد مخزن در قبال تخلیه آن مورد نظر است، بسیار مناسب می باشد. هدف این مطالعه، بررسی اثر مخروطی شدن بر باز یافت نهایی است. لذا شبیه سازی مخزن انتخاب مناسبی برای مدل کردن رفتار مخزن خواهد بود.

۲-۱- توصیف گریدها و خواص آن

شکل ۲ نمایی ساده از مدل مخزن مورد مطالعه را نشان می دهد. مدل، از یک لایه گازی که در زیر آن لایه آبد قرار دارد، تشکیل شده است. مخزن گازی به ترتیب دارای ضخامت و شعاع ۱۰۰ و ۲۵۰۰ فوت و لایه آبدی به ضخامت و شعاع ۲۰۰ و ۵۰۰۰ فوت است. خواص سنگ و سیال به صورتی انتخاب شده است که بیانگر یک مخزن گازی باشد. ابتدای لایه گازی در عمقی برابر با ۵۰۰۰ فوت در نظر گرفته شده است. اگرچه مقدار تراوایی افقی در این مطالعه متغیر خواهد بود، با این حال، تراوایی ۱۰۰ میلی داریسی به عنوان تراوایی پایه مطالعه به کار رفته و تراوایی عمودی نیز ده درصد تراوایی افقی در نظر گرفته شده است. مخزن گازی دارای ۱۰۰ گرید با ضخامت یک فوت در جهت عمودی و بخش آبدی دارای ۹ گرید ۱۰ فوتی و یک گرید ۱۱۰ فوتی و ۲۶ گرید با توزیع توانی در جهت شعاعی برای سیستم تعریف شده است (شکل ۳). با توجه به اینکه نشان دادن ۱۰۰ گرید



شکل ۱ | رفتار مخروط گازی در مخزن گازی با مکانیزم آبران



شکل ۲ | نمای ساده از مدل مخزن

یک فوتی در مخزن گازی در مقیاس شکل ۳ غیر ممکن است، شکل ۴ با مقیاسی بزرگتر بدین منظور ترسیم شده است.

۲-۲- خواص سیالات

خواص گاز و آب توسط روابط موجود در مطالعات محققان بدست آمده است. گرانی و چگالی آب توسط روابط منتشر شده در سال ۱۹۷۷ توسط نامبر^{۱۲} [۱۲] برآورد گردیده است. محلول ۴۰۰۰ ppm سدیم کلرید با وزن مخصوص ۱/۰۲۶ و گرانی ۰/۶۸ سانتی پوز در دما و فشار مخزن به عنوان آبده بکار رفته است. خواص بحرانی گاز طبیعی با وزن مخصوص ۰/۶ توسط روابط استندینگ^{۱۳} [۱۳] و ضریب تراکم پذیری گاز توسط رابطه درانچوک^{۱۴} و همکاران [۱۴] برای محدوده فشاری مورد نیاز شبیه سازی برآورد می شود. گرانی و گاز نیز با استفاده از رابطه ی ارائه شده توسط لی^{۱۵} و همکاران [۱۵] بدست آمده است.

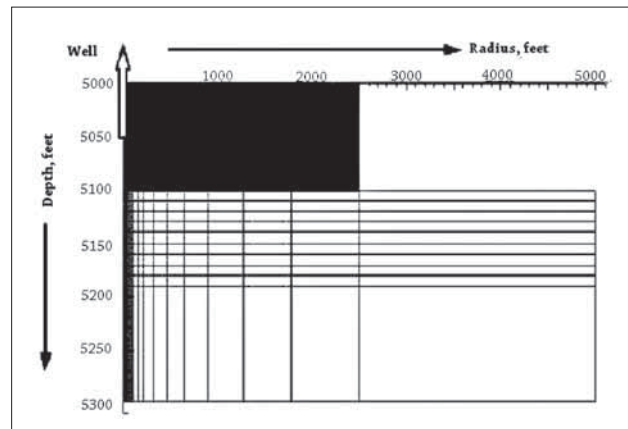
۳-۲- تراوایی نسبی

برخلاف داده های متعددی که برای تراوایی سیستم های آب-نفت و گاز-نفت وجود دارد، اطلاعات مربوط به سیستم آب-گاز بسیار محدود است. به هر حال، کوهن^{۱۶} [۱۶] در سال ۱۹۸۹ آزمایش هایی بر روی یک میدان گازی در آلمان انجام داد. نتایج تراوایی نسبی حاصل از آزمایش های وی در شبیه سازی مورد استفاده قرار گرفته است. علاوه بر تراوایی های نسبی، خاصیت دیگر سنگ، فشار موئینگی است که به اشباع سیالات بستگی دارد، اما در این مطالعه از آن چشم پوشی شده است.

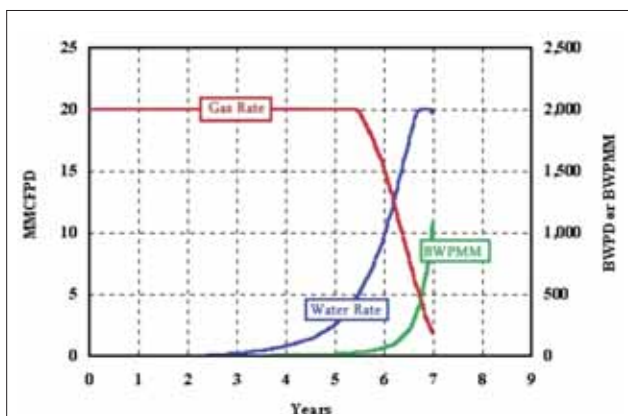
۲-۴- انباشتگی مایع در چاه و جریان عمودی سیال در آن

برآورد بازیافت نهایی از یک مخزن گاز-آب نیازمند محاسبه افت فشارهای هیدروستاتیکی و اصطکاکی در چاه است. افزایش مقدار مایع تولیدی سبب افزایش فشار ته چاهی می گردد. این افزایش فشار سبب کاهش دبی گاز تولیدی و تجمع آب در ته چاه گردیده و تولید را متوقف می کند. کمترین دبی گاز که بتواند ذرات مایع را به طور پیوسته از ته چاه با خود حمل کرده و به سرچاه برساند، توسط ترنر^{۱۷} و همکاران [۱۷] در سال ۱۹۶۹ بررسی و نتایج آن ارائه گردید. در این مطالعه، قطر لوله مغزی برابر با ۲/۴۴۱ اینچ و فشار جریان سرچاهی برابر با ۵۰۰ پام در نظر گرفته شده است. با استفاده از رابطه ترنر، مقدار کمترین دبی برای جلوگیری از تجمع مایع ۱/۲۲ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز بدست آمد.

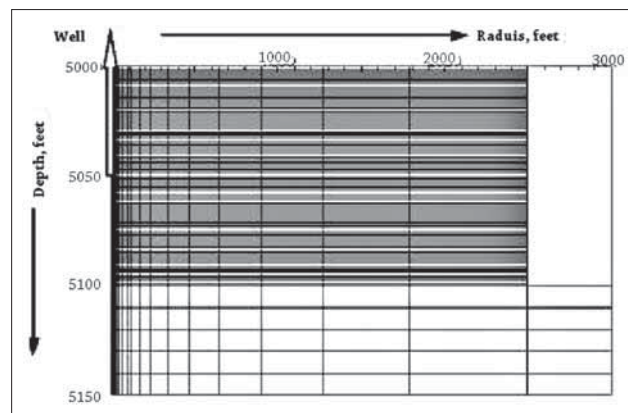
مشخص نمودن پارامترهای هدف و محدودیت های عملیاتی، برای کنترل تولید از چاه در مدل شبیه ساز، امری ضروری است. در شبیه سازی سیستم گاز-آب، پارامتر هدف معمولاً دبی تولیدی گاز یا فشار عملیاتی چاه تولیدی می باشد. محدودیت ها (فیود) برای چنین سیستمی شامل دبی آب تولیدی، نسبت آب به گاز و فشار کمینه خواهد بود. در هر گام زمانی،



شکل ۱۳ | گریدهای شعاعی و عمودی مدل



شکل ۱۴ | پیش بینی دبی تولید گاز و آب (شرایط پایه)

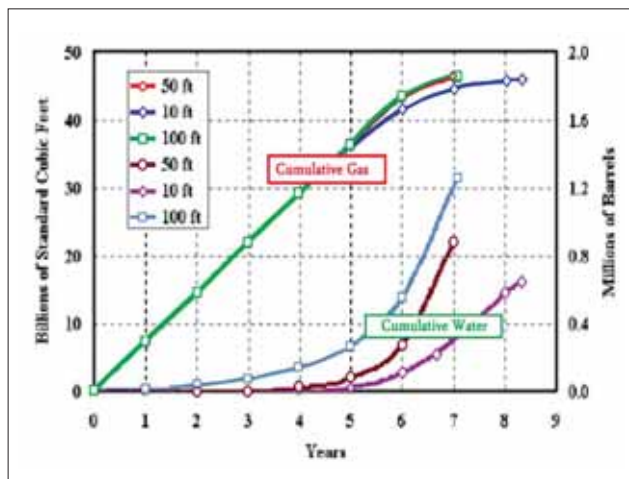


شکل ۱۵ | نمای با مقیاس بزرگتر برای نشان دادن ۲۶ گریدهای شعاعی با توزیع توانی و ۱۰۰۰ گریدهای عمودی در جهت عمودی

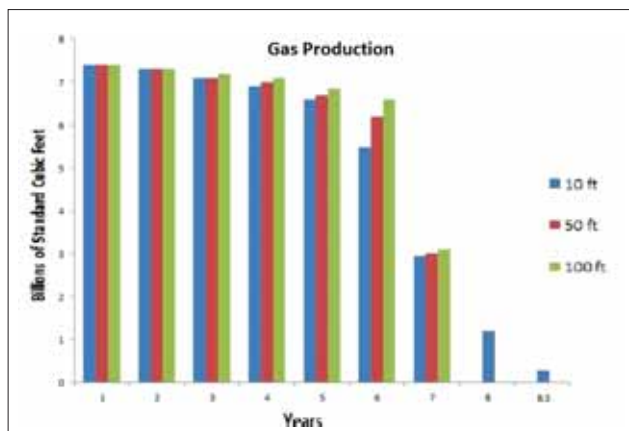
ناگهانی کاهش می‌یابد. تولید آب پس از سه سال به‌طور توانی افزایش می‌یابد. علاوه بر این، دبی‌های تولیدی نسبت آب به گاز تولیدی در واحد "بشکه آب بر میلیون فوت مکعب استاندارد گاز"^۸ نیز در شکل رسم شده است.

شکل ۶ تولید تجمعی گاز و آب را در واحد زمان نشان می‌دهد. در این شکل ملاحظه می‌گردد که تقریباً تمام گاز قبل از افزایش مقدار آب تولیدی و پس از شش سال بازیافت شده است. باید توجه داشت که تولید گاز پس از سال هفتم به دلیل افزایش بسیار زیاد حجم آب تولیدی مقرون به صرفه نیست.

شکل ۷ نیز فشار مخزن، فشار جریان سرچاهی و فشار ته‌چاهی را برای مدت تولید از چاه نشان می‌دهد. باتوجه به این شکل می‌توان دریافت که قید حداقل فشار جریان سرچاهی (۵۰۰ پام) تقریباً پس از ۵/۵ سال به وقوع می‌پیوندد و در این نقطه دبی تولیدی کاهش می‌یابد. افزایش ناچیزی در فشار جریان در نزدیکی پایان عمر چاه اتفاق می‌افتد که نتیجه رسیدن دبی آب تولیدی به حداکثر مقدار (۲۰۰۰ بشکه بر روز) می‌باشد.



شکل ۸ | اثر طول ناحیه مشبک کاری شده بر تولید تجمعی گاز و آب



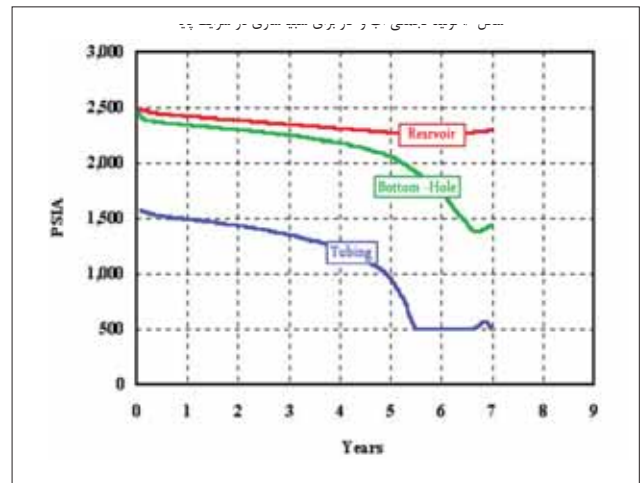
شکل ۹ | اثر طول ناحیه مشبک کاری شده بر تولید سالانه گاز

شبییه‌ساز تلاش می‌کند که چاه در شرایط هدف تولید کند و هیچ کدام از قیود، از حد مشخص خود فراتر نرود.

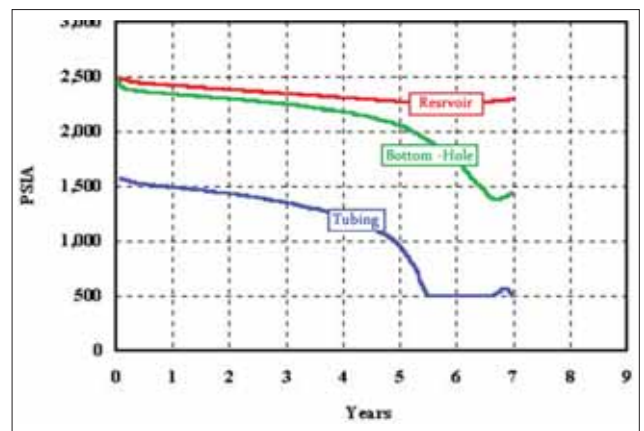
۳- شبیه‌سازی حالت پایه

این بخش شامل نتایج حاصل از اجرای مدل شبیه‌سازی شده با هندسه‌ی نشان داده شده در شکل ۲ و ناحیه‌ی مشبک کاری شده به طول ۵۰ فوت از بالای لایه تولیدی گاز می‌باشد. برای حالت پایه، محدودیت حداکثر دبی تولیدی چاه برابر ۲۰ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز، حداقل فشار جریان سر چاه ۵۰۰ پام و حداکثر دبی آب تولیدی برابر با ۲۰۰۰ بشکه در روز در نظر گرفته شده است. تراوایی افقی و عمودی مخزن در این حالت به ترتیب برابر با ۱۰۰ و ۱۰ میلی داری می‌باشد. شکل ۵ پیش‌بینی تولید آب و گاز را برای مخزن شبیه‌سازی شده نشان می‌دهد.

حداکثر دبی تولیدی، ۲۰ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز، تقریباً به مدت ۵/۵ سال ادامه می‌یابد و پس از رسیدن به حد فشار جریانی، به‌طور



شکل ۶ | تولید تجمعی آب و گاز برای شبیه‌سازی در شرایط پایه



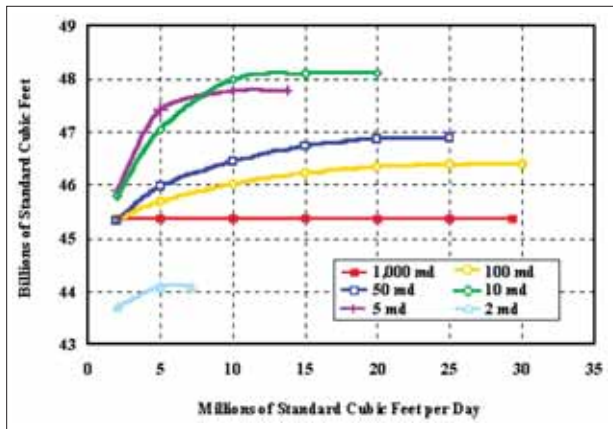
شکل ۷ | رفتار فشار در مطالعه حالت پایه



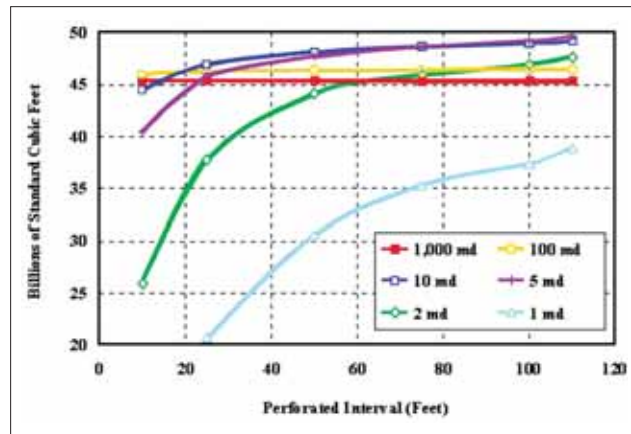
۴- اثر ناحیه مشبک کاری شده

اجرای شبیه‌سازی در شکل ۸ نشان داده شده است. این شکل علاوه بر مشبک کاری به طول ۵۰ فوت که قبلاً بررسی شد، شامل نتایج حاصل از مشبک کاری به طول ۱۰ و ۱۰۰ فوت از بالای لایه گازی به ضخامت ۱۰۰ فوت می‌باشد. با توجه به شکل ۸ می‌توان گفت در این

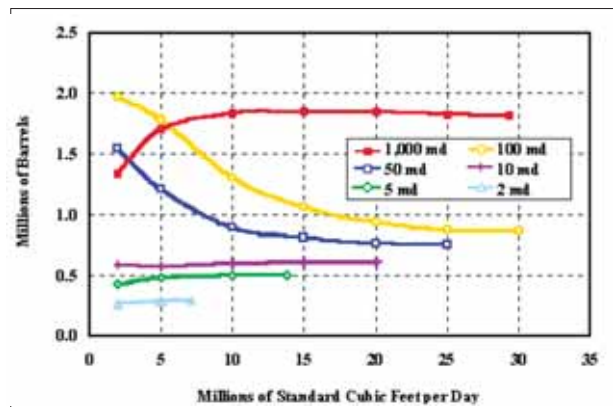
مدل مخزن شعاعی برای برآورد اثر طول ناحیه مشبک کاری شده بر بازیافت و رفتار چاه در مخزن گازی با مکانیزم آبران مورد بررسی قرار گرفته است. تولید تجمعی آب و گاز حاصل از سه بار



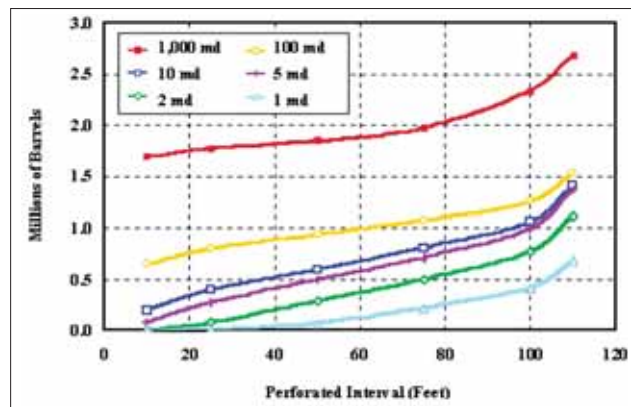
شکل ۱۳ | اثر دبی تولیدی گاز و تراوایی مخزن بر تولید گاز



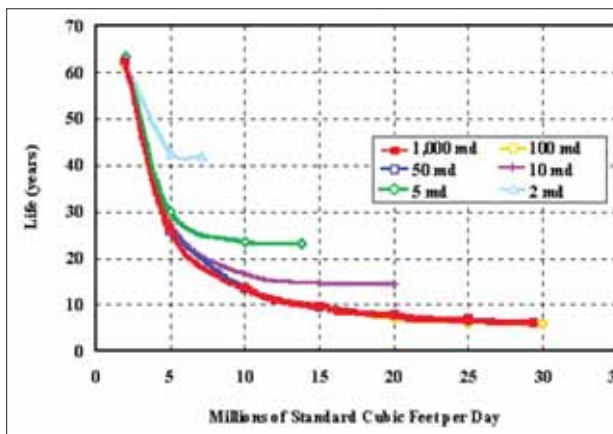
شکل ۱۰ | اثر طول ناحیه مشبک کاری شده و تراوایی مخزن بر تولید گاز



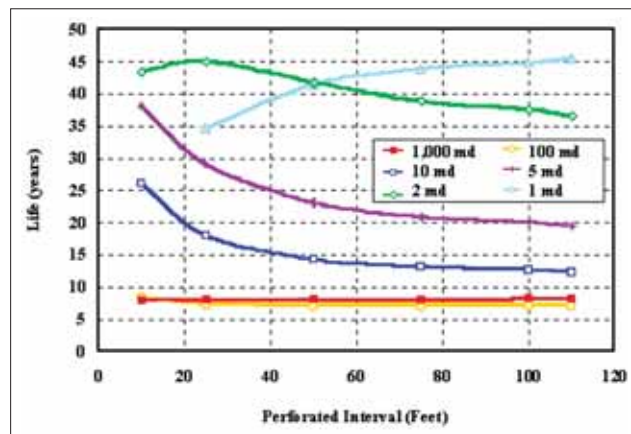
شکل ۱۴ | اثر دبی تولیدی گاز و تراوایی مخزن بر تولید آب



شکل ۱۱ | اثر طول ناحیه مشبک کاری شده و تراوایی مخزن بر تولید آب



شکل ۱۵ | اثر دبی تولیدی گاز و تراوایی مخزن بر طول عمر چاه



شکل ۱۲ | اثر طول ناحیه مشبک کاری شده و تراوایی مخزن بر طول مدت تولید از چاه

۵- اثر دبی تولیدی

در این بخش از مطالعه، شبیه‌سازی در دبی‌های مختلف با طول ناحیه مشبک کاری برابر با ۵۰ فوت اجرا شد (شکل ۱۳). در تراوایی ماکزیمم برابر ۱۰۰۰ میلی‌داری، نفوذ آبد در مخزن برای حفظ فشار کافی بوده و تغییر دبی، اثر چندانی بر بازیافت نداشته است. زمانی که تراوایی برابر با ۱۰۰ میلی‌داری مورد شبیه‌سازی قرار گیرد، افزایش در بازیافت نهایی مورد انتظار خواهد بود که دلیل آن، کاهش فشار ترک مخزن و عدم تأمین فشار توسط آبد به دلیل کاهش نفوذ آب به مخزن می‌باشد. این روند برای تمام تراوایی‌ها مخصوصاً تراوایی ۵ میلی‌داری مشاهده می‌شود. نتیجه مهمی که می‌توان از این سری از شبیه‌سازی‌ها گرفت این است که هیچگاه کاهش دبی تولیدی سبب افزایش بازیافت نخواهد شد.

اثر دبی تولیدی بر مقدار تولید آب نیز در شکل ۱۴ نشان داده شده است. با توجه به این شکل، مشخص می‌شود که برای تراوایی ۱۰۰۰ میلی‌داری، در حالت تولید با دبی بالا، تولید آب زودتر اتفاق می‌افتد و تولید نهایی آب نیز افزایش می‌یابد. این در حالی است که برای تراوایی‌های پایین، با افزایش دبی تولیدی گاز، تولید آب به دلیل پایین بودن پویایی آن و بالا بودن تحرک گاز، کاهش یافته یا بدون تغییر می‌ماند. باید در نظر داشت که دبی تولیدی تأثیر به‌سزایی در طول عمر چاه دارد (شکل ۱۵). کاهش دبی تولیدی سبب افزایش طول عمر چاه می‌گردد.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه، شبیه‌سازی مخزن با مدل‌های تولید دوفازی و انباشتگی مایع در چاه، تلفیق گردید تا بتوان مخزن گازی با رانش آبد و سناریوهای مختلف تولید و تکمیل بهینه چاه را بررسی کرد. پس از بررسی و مطالعه شبیه‌سازی نتایج زیر حاصل شد:

افزایش طول ناحیه مشبک کاری شده تأثیر منفی بر بازیافت نهایی گاز نخواهد داشت. این در حالی است که افزایش طول ناحیه مشبک کاری شده همواره سبب افزایش تولید نهایی آب می‌گردد و این اثر در مخازن با تراوایی بالا مشهودتر است.

افزایش دبی گاز تولیدی معمولاً اثر مثبت بر تولید نهایی گاز خواهد داشت و در مخازن با تراوایی پایین، این افزایش سبب بهبود هرچه بیشتر تولید نهایی گاز می‌گردد.

حداکثر نمودن دبی گاز تولیدی سبب افزایش مقدار آب تولیدی در مخازن گازی با تراوایی بالا و کاهش آن در مخازن گازی با تراوایی پایین می‌گردد. با بررسی نتایج می‌توان گفت که طول ناحیه مشبک کاری شده باید به اندازه‌ای طراحی گردد که دبی تولیدی و بازیافت نهایی گاز ماکزیمم گردد. ■

مطالعه طول ناحیه مشبک کاری شده اثر چندانی بر بازیافت نهایی گاز ندارد. این در حالی است که تولید آب بستگی شدیدی به طول ناحیه مشبک کاری دارد. آنچه در این میان از لحاظ اقتصادی مهم است، مدت زمان رسیدن به حداکثر بازیافت گاز است. شکل ۹ تولید سالانه گاز را نشان می‌دهد.

رفتار نشان داده شده در شکل ۸ با تغییر در تراوایی مخزن تغییر خواهد کرد. برای برآورد اثر تراوایی و ناحیه مشبک کاری شده، سی بار مدل شبیه‌سازی شده با محدوده تراوایی ۱ تا ۱۰۰۰ میلی‌داری و طول ناحیه مشبک کاری شده ۱۰، ۲۵، ۵۰، ۷۵، ۱۰۰، ۱۱۰ فوت اجرا شد که نتایج در شکل ۱۰ نشان داده شده است.

لازم به ذکر است که در حالت طول ۱۱۰ فوت برای مشبک کاری، بخشی از ناحیه، زیر سطح تماس اولیه آب و گاز قرار دارد. برای تراوایی‌های ۱۰۰ و ۱۰۰۰ میلی‌داری، تولید نهایی گاز نسبت به ناحیه مشبک کاری شده حساس نیست. در هر دو حالت، مخزن تقریباً به‌طور کامل توسط آب جاروب شده است. ولی بازیافت نهایی در حالت تراوایی برابر با ۱۰۰ میلی‌داری، در حد ناچیزی بیش از حالت ۱۰۰۰ میلی‌داری است و این به دلیل بالا بودن فشار ترک مخزن ناشی از نفوذ زیاد آب به چاه در حالت مورد اشاره است. باید در نظر داشت که در صورت تولید زیاد آب، تولید گاز نیز اقتصادی نخواهد بود و لذا شبیه‌سازی متوقف خواهد شد.

نتیجه‌ی کاهش تراوایی مخزن به ۱۰ میلی‌داری سبب می‌شود تا برای حصول بازیافت بیشتر، ناحیه طولانی تری مشبک کاری گردد.

دلیل این امر، کاهش نفوذ آبد به مخزن کم تراوا است که سبب کاهش فشار ترک مخزن می‌گردد. مشبک کاری کوتاه نیز در این حالت، سبب کاهش بهره‌دهی چاه و پیدایش زود هنگام انباشتگی مایع می‌گردد که توسط روش ترنر [۱۷] محاسبه می‌شود.

شکل ۱۱ تولید نهایی آب را نسبت به تراوایی و ناحیه مشبک کاری شده نشان می‌دهد. همان‌طور که انتظار می‌رود، افزایش طول ناحیه مشبک کاری شده سبب افزایش تولید نهایی آب می‌گردد. لازم به ذکر است، ناحیه مشبک کاری شده به طول ۱۱۰ فوت که تا آبد ادامه دارد، بیشترین مقدار تولید آب را خواهد داشت. از لحاظ اقتصادی، طول عمر چاه فاکتور بسیار مهمی در کنترل هزینه‌ها به‌شمار می‌آید. شکل ۱۲ به‌وضوح نشان می‌دهد که در مخازن با تراوایی بالا، طول ناحیه مشبک کاری شده اثر چندانی بر طول عمر چاه ندارد چرا که چاه تا پایان عمر خود تقریباً با دبی ماکزیمم تولید می‌کند. در مخازن با تراوایی پایین، کاهش طول ناحیه مشبک کاری شده سبب افزایش طول عمر چاه خواهد شد.



پانویس‌ها

¹ kabir	⁷ Bassiouni	¹³ Standing
² uebel	⁸ Mobile	¹⁴ Dranchuk
³ Lutes	⁹ Craftand Hawkins	¹⁵ Lee
⁴ Brinkman	¹⁰ steady State	¹⁶ Cohen
⁵ Chesney	¹¹ Un- steady State	¹⁷ Turner
⁶ Arcaro	¹² Numbere	¹⁸ Barrels Water PerMMscf(BWPM)

منابع

- [1] Kabir, C. S.: "Predicting Gas Well Performance Coning Water in Bottom-Water-Drive Reservoirs," paper SPE 12068 presented at the 1983 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, Oct 5-8.1983
- [2] Uebel, T.: "A Computer Simulation Study of Water Coning in Gas Wells," MS Thesis, Louisiana State University, 1990.
- [3] Lutes, J. L., Chiang, C. P., Rossen, R. H. and Brady, M. M.: "Accelerated Blowdown of a Strong Water-Drive Gas Reservoir," JPT, 1977.
- [4] Brinkman, F. P.: "Increase Gas Recovery From a Moderate Water Drive Reservoir," JPT (Dec 1981).
- [5] Chesney, T. P., Lewis, R. C. and Trice, M. L.: "Secondary Gas Recovery From a moderately Strong Water Drive Reservoir," JPT 1982
- [6] Arcaro, D. P. and Bassiouni, Z. A.: "The Technical and Economic Feasibility of Enhanced Gas Recovery in the Eugene Island Field by Use of the Coproduction Technique," JPT 1987
- [7] F. Rodriguez-de la Garza, R. Ortega-Galindo, Pemex and E. Garcia-Pietri, "Gas Coning and Channeling Management in Naturally Fractured Reservoirs With Applications to the Akal-Cantarell Field" SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Mexico, 16-18 April 2012
- [8] A.P. Leemhuis, E.D. Nennie" Gas Coning Control for Smart Wells Using a Dynamic Coupled Well-Reservoir Simulator" Intelligent Energy Conference and Exhibition, 25-27 February 2008, Amsterdam, 2008
- [9] Suwan Umnuayponwiwat, Erdal Ozkan" Water and Gas Coning toward Finite-Conductivity Horizontal Wells: Cone Buildup and Breakthrough" SPE Rocky Mountain Regional/ Low-Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition, , Denver, Colorado, 12-15 March 2000
- [10] S. R. Shadizadeh, D. Ghorbani," Investigation of Water/Gas Coning in Natural Fractured Hydrocarbon Reservoirs" Canadian International Petroleum Conference, Jun 12 - 14, 2001 2001, Calgary, Alberta 2001
- [11] Craft, B. C. and Hawkins, M. F.: Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1959.
- [12] Numbere, D., Brigham, W. E., and Standing, M. B.: "Correlations for Physical Properties of Petroleum Reservoir Brines," Petroleum Research Institute, Stanford University, Nov 1977.
- [13] Standing, M. B.: Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, Society of Petroleum Engineers, Dallas, 1977.
- [14] Dranchuk, P. M., Purvis, R.A., and Robinson, D. B.: "Computer Calculations of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlation," Institute of Petroleum Technical Series, 1974.
- [15] Lee, A. L., Gonzalez, M. H., and Eakin, B. E., "The Viscosity of Natural Gases," JPT, Aug 1966
- [16] Cohen, M. F.: "Recovery Optimization in a Bottom/Edge Water-Drive Gas Reservoir, Soehlingen Schneverdingen," paper SPE 19068 presented at the SPE Gas Technology Symposium, Dallas, June 7-9.1989
- [17] Turner, R. G., Hubbard, M. G., and Dukler, A. E.: "Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells," JPT 1969