

بررسی اثر عدد موئینگی و جریان غیرداریسی بر عملکرد تولید از مخازن گاز میعانی در میدان گازی پارس جنوبی

بابک شعبانی^۱، صابر محمدی^{۲*} و احسان کمری^۲

۱- دانشگاه ایالتی اوکلاهما، استیل واتر، اوکلاهما، آمریکا

۲- پژوهشکده مهندسی نفت، پردیس پژوهش و توسعه صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۳/۵/۹ تاریخ پذیرش: ۹۳/۱۰/۲۰

چکیده

تشکیل میعانات گازی در اطراف چاه در مخازن گاز میعانی باعث کاهش بازدهی چاه میگردد که با توجه به نوع سیال، ویژگی-های مخزن و چاه می تواند تشدید گردد. اطلاعات مناسب و کافی میتواند به مدل سازی دقیق یک مخزن گاز میعانی کمک کند. از جمله عواملی که باعث تخمین اشتباه در پیش بینی عملکرد مخازن گاز میعانی می گردد، وابستگی تراوایی نسبی گاز-نفت به عدد موئینگی و اثرات جریان غیرداریسی می باشد. در این مقاله یک سکتور از میدان گاز میعانی پارس جنوبی واقع در خلیج فارس به کمک نرم افزار ECLIPSE-300 شبیه سازی گردید و اثر عدد موئینگی و جریان غیرداریسی بر تولید تجمعی و میزان تشکیل میعانات در اطراف چاه و مخزن مورد بررسی قرار گرفتند. نتایج حاصل از این کار نشان می دهد که افزایش دبی تولیدی و کاهش فشار ته چاهی باعث افزایش گاز تولیدی شده و از طرفی افت فشار و تشکیل میعانات بیشتری را در پی خواهد داشت. برای تولید بیشینه از مخزن باید مقادیر دبی تولیدی و فشار ته چاهی بهینه سازی گردد. همچنین، در نظر گرفتن اثر عدد موئینگی باعث کاهش تشکیل میعانات در دیواره چاه و در کل مخزن می شود. جریان غیرداریسی نیز، باعث افزایش افت فشار و در نتیجه تشکیل میعانات بیشتر در اطراف چاه می شود. در نظر نگرفتن اثر عدد موئینگی و جریان غیرداریسی در فرآیند شبیه سازی، پیش بینی صحیح نحوه عملکرد چاه در مخازن گاز میعانی را به شدت تحت تأثیر قرار می دهد.

کلمات کلیدی: تراوایی نسبی، مخزن گاز میعانی، عدد موئینگی، جریان غیرداریسی، شبیه سازی

مقدمه

صنعت وجود ندارد. اکثر کارهای انجام گرفته بر محاسبه نقاط پایانی منحنی‌های نفوذپذیری نسبی تمرکز داشته‌اند. در حال حاضر کارهای آزمایشگاهی متنوعی جهت بررسی طبیعت روابط نفوذپذیری نسبی در سیستم‌های گاز میعانی در حال انجام می‌باشند. همچنین تغییر خصوصیات سیال مخزن در حین تشکیل و تجمع میعانات گازی برای بسیاری از مخازن دنیا مورد مطالعه و بررسی قرار گرفته است [۱۶ و ۱۷]. Bengherbia و Tiab در سال ۲۰۰۲ نشان دادند که هم تاریخچه تولید و هم پیش‌بینی‌های حاصل از شبیه‌سازی، به هنگام افتادن فشار به زیر فشار نقطه شبنم، افزایش ترکیبات سبک‌تر برای فاز تولیدی را نشان می‌دهند؛ ولی به طور واضح مشخص نیست که ترکیبات مخزن چگونه با زمان و مکان تغییر می‌کنند و اثر تغییرات ترکیب بر تولید گاز و میعانات گازی چگونه اعمال می‌گردد [۱۸].

Chunmei Shi و Ronald N.Horne در سال ۲۰۰۸ با عکس‌های سی‌تی‌اسکن تهیه شده از مغزه مورد آزمایش به این نتیجه رسیدند که در شرایط مخزن برخلاف شرایط آزمایشگاهی، به دلیل تغییر ترکیب سیال در مغزه، تبخیر مجدد میعانات گازی با افزایش فشار انجام نمی‌پذیرد [۱۹]. Vishal Bang و همکارانش در سال ۲۰۰۹ با مطالعات آزمایشگاهی نشان دادند که تجمع آب و میعانات گازی در نواحی اطراف چاه، سبب کاهش ۹۵٪ نفوذپذیری نسبی فاز گاز می‌شود. همچنین کاهش تولید از چاه‌های مخازن گاز میعانی، به طور معمول تابعی از رفتار فازی سیال و کاهش نفوذپذیری نسبی در نواحی اطراف چاه است [۲۰].

در ایران، بیش‌تر مطالعات انجام شده در مخازن گاز میعانی، درباره تزریق و بازگردانی گاز به عنوان یک روش معمول برای کاهش میزان تجمع میعانات گازی و ذخیره سازی گاز بوده است. این مطالعات هم در مخازن مرکزی ایران و هم برای مخازن جنوب ایران انجام پذیرفته است [۲۱-۲۳]. با این وجود اثر عدد موینگی و جریان غیرداری به طور

تشکیل میعانات گازی دلیل اولیه کاهش نفوذپذیری نسبی و به دنبال آن کاهش تولید از مخازن گاز میعانی می‌باشد. عوامل کنترل‌کننده تشکیل میعانات گازی به روش‌های متفاوتی دسته‌بندی می‌شوند. در میان این عوامل رفتار فازی، نفوذپذیری نسبی و روش مورد استفاده برای تولید از چاه از مهم‌ترین مواردی است که جهت درک دینامیک تشکیل میعانات گازی و رسیدن به یک روش بهینه تولید، در نظر گرفته می‌شوند. اثر بلوکه شدن میعانات گازی بر تولید از چاه از جمله مواردی است که توجه محققان بسیاری را به خود جلب نموده است. Whitson در سال ۲۰۰۵ با شبیه‌سازی میدان‌های گاز میعانی در قطر، نشان داد که تولید در اثر تجمع میعانات گازی در اطراف چاه می‌تواند تا ۳۰ برابر کاهش یابد [۱]. اگرچه در مورد مخازن بسیار سبک گاز میعانی که مقدار ماکزیمم ریزش مایع برابر یک درصد می‌باشد، با کاهش فشار به زیر فشار نقطه شبنم، تولید به میزان دو برابر کاهش می‌یابد [۲]. Barnum و همکارانش در سال ۱۹۹۵ با مطالعه داده‌های مربوط به ۱۷ میدان، به این نتیجه رسیدند که در مخازن با بهره‌وری پایین و حاصل‌ضرب نفوذپذیری-ضخامت کمتر از ۱۰۰۰ میلی داریسی- فوت، کاهش قابل توجهی در بازیافت گاز مشاهده می‌گردد [۳]. Hinchman و Barree در سال ۱۹۸۵، نشان دادند که چگونگی انتخاب نمودارهای نفوذپذیری نسبی فرآیندهای آشام و تخلیه در شبیه‌سازی‌های عددی مخازن، می‌تواند به طرز قابل توجهی پیش‌بینی تولید از مخازن گاز میعانی را در فشارهای پایین‌تر از فشار اشباع تحت تأثیر خود قرار دهد [۴]. به دلیل اهمیت عامل نفوذپذیری نسبی در بازیافت از مخازن گاز میعانی مطالعات فراوانی در این زمینه صورت گرفته است که برای اطلاعات بیشتر به منابع اشاره شده در این مقاله ارجاع داده می‌شود [۱۵-۵]. متأسفانه در حال حاضر توانایی محاسبه نفوذپذیری نسبی در شرایط مخزن برای سیستم‌های گاز میعانی در

جدول ۲ خواص سنگ مخزن.

مقدار متوسط	مشخصات سنگ مخزن
۰/۱۲	تخلخل
۸/۳۵ md	نفوذپذیری در جهت R
۸/۳۵ md	نفوذپذیری در جهت θ
۴/۱۷۵ md	نفوذپذیری در جهت z

مشخصات مخزن

در جدول ۳ مشخصات سنگ و سیال در شرایط اولیه مخزن آورده شده است. این مخزن دارای آبده نمی‌باشد. هم‌چنین فشار اولیه مخزن بالاتر از نقطه شبنم است و مخزن از نوع گاز میعانی می‌باشد.

در این مقاله حداقل فشار ته چاهی چاه تولیدی ۱۵۰۰ psi در نظر گرفته شده است. هم‌چنین حداقل دبی تولیدی گاز ۴ MMScf منظور گردیده است به طوری که در صورت رسیدن دبی چاه تولیدی به مقدار کمینه، چاه بسته خواهد شد. شبیه‌سازی در شرایط جریانی متفاوت انجام خواهد شد. فشار اولیه مخزن در تمامی حالت‌ها بالاتر از فشار نقطه شبنم است.

مدل مخزن

مدل‌های شبیه‌سازی مخزن معمولاً برای پیش بینی بازدهی میادین گاز میعانی به کار می‌روند. این مدل‌ها با به‌کارگیری خواص سنگ و سیال تأثیر دینامیکی انسداد میعانی بر تولید گاز و میعانات گازی را پیش بینی می‌کنند. البته مدل رایج گریدبندی مخزن خیلی بزرگ‌تر از ناحیه انسداد میعانی است که می‌تواند باعث تخمین اشتباه بازدهی چاه گردد. دقیق‌ترین روش برای بررسی رفتار نزدیک چاه در یک مخزن گاز میعانی استفاده از شبیه‌سازی با گریدهای ریز است. دو روش برای این کار وجود دارد که شامل استفاده از مدل میدان با خردسازی محلی گریدها (Local Grid Refinement) و یا استفاده از مدل تک چاهی (Single Well Model) با گریدهای ریز در اطراف چاه می‌باشد.

دقیق و جامع مورد بررسی قرار نگرفته است که هدف اصلی این مقاله می‌باشد.

معرفی میدان مورد مطالعه

اطلاعات حاضر در مورد میدان پارس جنوبی بر اساس داده‌های لرزه‌ای و حفر چاه‌های توصیفی و توسعه‌ای به دست آمده است. میدان گازی پارس جنوبی بزرگترین میدان گازی جهان است که در صورت برداشت کامل گاز این میدان، انرژی ۱۰ سال کل ساکنان کره زمین تامین می‌شود. مساحت این میدان ۹۷۰۰ km^2 است که ۳۷۰۰ km^2 آن در آب‌های سرزمینی ایران و ۶۰۰۰ کیلومتر مربع آن در آب‌های سرزمینی قطر قرار دارد. حجم گاز قابل برداشت این میدان به همراه میعانات گازی، معادل ۲۳۰ بیلیون بشکه نفت خام است.

مشخصات سیال و سنگ

خصوصیات سیال و سنگ مخزن در جداول ۱ و ۲ آورده شده است. نسبت نفوذپذیری عمودی به افقی (Kv/Kh) در این مدل ۰/۵ است. قابل ذکر است که داده‌های مفروض بر اساس گزارشات پتروفیزیکی میدان پارس جنوبی مورد استفاده قرار گرفته است.

جدول ۱ اجزاء تشکیل دهنده سیال مخزن.

اجزاء	مولی (%)
N_2	۳/۵۸
H_2S	۰/۳۲
CO_2	۲/۰۹
C_1	۸۲/۹۴
C_2	۵/۱۵
C_3	۱/۸۶
C_4	۱/۰۷
C_5	۰/۵۵
C_6	۰/۳۵
C_{7+}	۲/۰۹
Sum	۱۰۰/۰۰
MW(C_{7+})	۱۳۸
Sp.Gr.(C_{7+})	۰/۷۹۳۰

جدول ۳ مشخصات اولیه سنگ و سیال مخزن.

مقدار	مشخصات اولیه مدل
۲۷۵۰ ft	عمق بالاترین قسمت مورد مطالعه مخزن
۲۹۵۰ ft	عمق پایین ترین قسمت مورد مطالعه مخزن
۵۲۵۰ psia	فشار اولیه متوسط مخزن
۲۰۰ °F	دمای متوسط مخزن
۴۶۹۰ psia	فشار نقطه شبنم
۰/۹۱	اشباع اولیه گاز
۰/۰۹	اشباع باقی مانده آب
$3 \times 10^{-6} \text{ (psi}^{-1}\text{) in 2800 psia}$	ضریب تراکم پذیری سنگ
۱/۰۳ Rbbl/STB	ضریب حجمی آب
۰/۵۴ cP	گرانروی آب سازند

ارتفاع و فواصل شعاعی هم چون یک مدل دو بعدی برخورد کرد. بلوک های نزدیک چاه در مدل تک چاهی شعاعی کوچک هستند و با افزایش فاصله از چاه، اندازه بلوک ها افزایش می یابد. گریدهای ریز در جایی که بیشترین جریان وجود دارد و رفتار اشباع سازند به بالاترین پیچیدگی می رسد، دقت بالایی را فراهم می آورد. نیروهای موئینگی، گرانروی و اینرسی را می توان به خوبی مدل کرد. در نقاط دور از دیواره چاه، شرایط فشار و جریان می توانند از مدل جامع مخزن برداشته شوند و به عنوان شرایط مرزی در نظر گرفته شوند. در این مقاله نیز به دلیل کارایی بالای مدل تک چاهی برای شبیه سازی انسداد میعان در دیواره چاه، از آن استفاده شده است.

شبیه سازی های حرفه ای مانند نرم افزار ECLIPSE ۳۰۰ توانایی استفاده از LGR را فراهم کرده اند. از بلوک های کوچک می توان در نزدیک دیواره چاه ها یا مکان های خاص دیگر مانند گسل ها استفاده کرد که به طرز چشمگیری بر جریان محلی تأثیرگذار است. در مکان های دورتر نسبت به این نقاط خاص، اندازه بلوک ها به اندازه بلوک های معمولی مدل جامع مخزن افزایش می یابد. مشکل استفاده از LGR افزایش زمان محاسبات در برخی موارد می باشد.

روش دیگر برای بررسی انسداد میعان استفاده از مدل تک چاهی است. در بسیاری موارد، تقارن شعاعی این امکان را فراهم می آورد تا با یک چاه به کمک

جدول ۴- مشخصات بلوک های مدل استاتیک مخزن

ابعاد بلوک	تعداد بلوک در هر جهت	جهت مختصات
۳-۱۰-۲۰-۳۰-۴۰-۵۰-۶۰-۷۰-۸۰-۹۰-۱۰۰-۱۱۰-۱۳۰-۱۵۰-۱۷۰-۱۹۰-۲۲۰-۲۵۰-۲۸۰-۳۱۰ (ft)	۲۰	R
۸× ۴۵ (θ)	۸	θ
۴× ۳۰ (ft)	۷	Z
۲۰ (ft)		
۲× ۳۰ (ft)		

بررسی تأثیر دبی، فشار ته‌چاهی، عدد موئینگی و سرعت بسیار بالا بر تولید و میزان انسداد میعانات در اطراف چاه پرداخته شده است.

اثر دبی

در ابتدا تأثیر نرخ تولید گاز با استفاده از توابع تراوایی نسبی غیر امتزاجی بررسی شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که هر چه نرخ تولید گاز بیشتر باشد، ضریب بازیافت نفت نیز بیش‌تر است. هم‌چنین، نرخ افزایش بازیافت نفت الزاماً متناسب با نرخ افزایش تولید گاز نمی‌باشد؛ بلکه می‌توان گفت که ضریب بازیافت نفت به طرز چشمگیری تحت تأثیر افت فشار و انسداد میعانات در مخزن می‌باشد. همان‌طور که در شکل ۲ مشاهده می‌گردد با افزایش نرخ تولیدی گاز میزان اشباع میعانات گازی تشکیل شده در مخزن نیز افزایش می‌یابد. در شکل ۲ چهار نرخ تولیدی گاز مورد استفاده و مقایسه قرار گرفته‌اند. تجربی یا تئوری به دست آید.

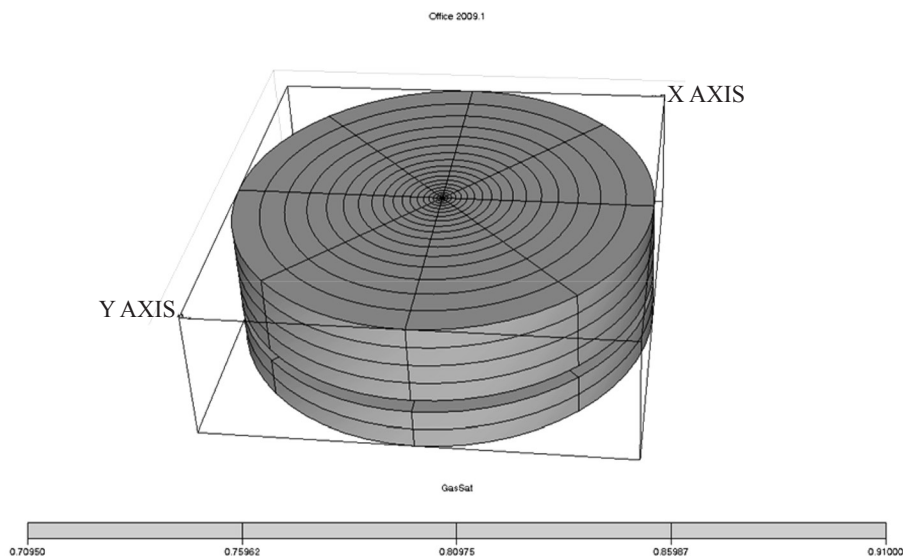
اثر فشار ته‌چاهی

در شکل ۳ میزان بازدهی نفت مخزن در فشارهای ته‌چاهی ۱۲۰۰، ۱۵۰۰، ۲۰۰۰ و ۴۷۵۰ psi نمایش داده شده است. فشار نقطه شبنم مخزن تقریباً ۴۷۰۰ psi می‌باشد.

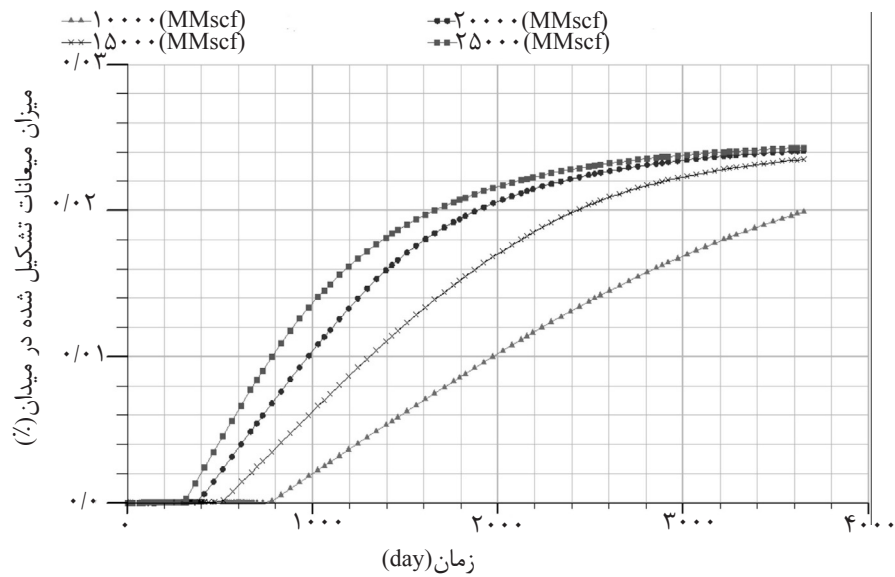
چهار لایه اول در جهت Z معرف سازند های K ۱ و K ۲ هستند که ضخامت مجموع آن‌ها ۱۲۰ ft می‌باشد. لایه پنجم یک لایه غیر تراوا به ضخامت ۲۰ ft می‌باشد که نرم افزار ECLIPSE به صورت پیش فرض آن را غیرفعال کرده است. دو لایه آخر نیز معرف سازند K4 به ضخامت ۶۰ ft می‌باشند. مخزن در جهت شعاعی به ۲۰ قسمت غیرمساوی تقسیم شده است. اندازه بلوک‌ها در نزدیک چاه کوچک است و با افزایش فاصله از چاه، اندازه بلوک‌ها افزایش می‌یابد. شعاع خارجی مخزن شبیه سازی شده برابر ۲۳۶۳ ft می‌باشد. شکل ۱ نمایانگر شماتیک سه بعدی مخزن است.

نتایج و بحث

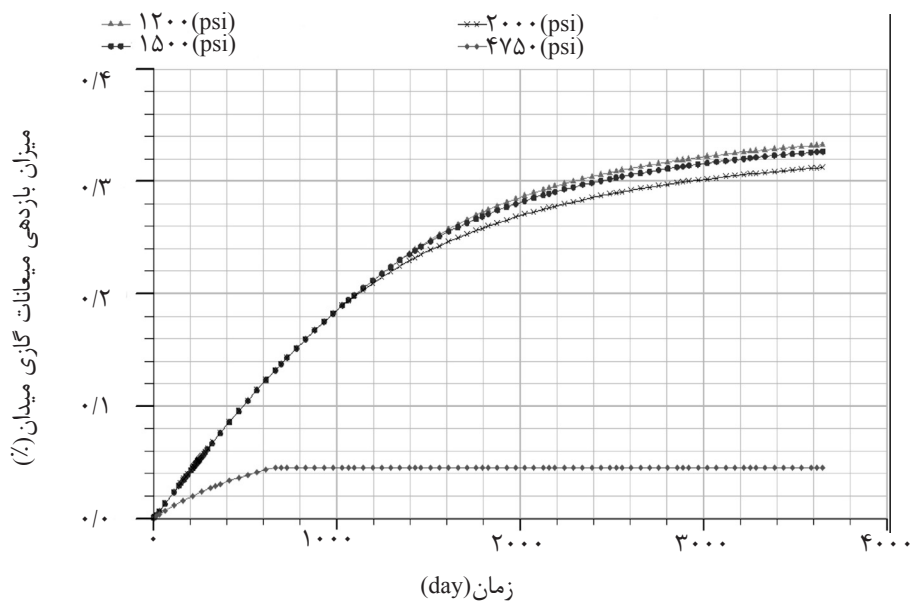
در یک مخزن گاز میعانی، زمانی که فشار بالاتر از فشار نقطه شبنم باشد، عملکرد تولیدی مخزن، درست مانند یک مخزن گاز خشک، تنها به گذردهی دینامیکی مخزن (kh/μ) مرتبط می‌شود. اما وقتی که فشار کمتر از نقطه شبنم باشد، این عامل توسط میزان اشباع بحرانی میعانات، شکل منحنی نفوذپذیری نسبی گاز- میعانات و اثرات جریان غیرداریسی کنترل می‌گردد. در این مقاله به



شکل ۱ شماتیک سه بعدی مخزن



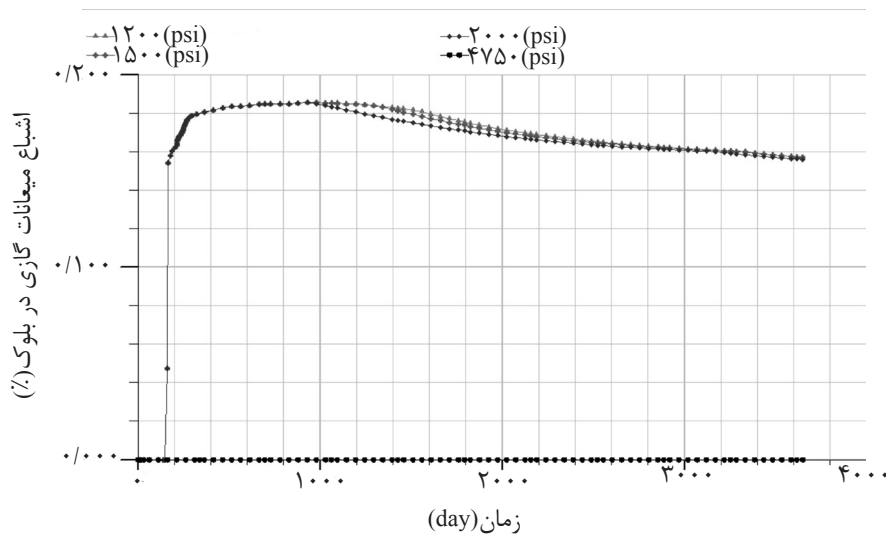
شکل ۲ میزان میعانات تشکیل شده در میدان در دبی‌های مختلف



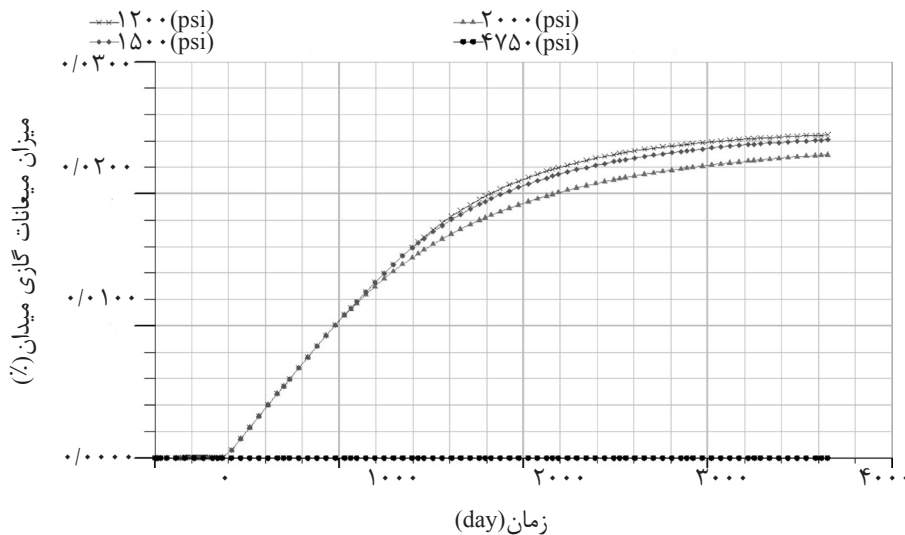
شکل ۳ میزان بازدهی میعانات گازی میدان در فشارهای ته‌چاهی مختلف

و در اطراف چاه نشان داده شده است. هر چه فشار ته‌چاهی کمتر باشد، تشکیل میعانات در مخزن و در دهانه چاه بیشتر می‌شود. در فشار ته‌چاهی بالاتر از نقطه شبنم، به دلیل تک فاز بودن سیال، هیچ مایعی در مخزن تشکیل نمی‌گردد، ولی میزان استحصال مخزن به شدت کاهش می‌یابد که از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نیست.

در این جا ممکن است این سوال پیش بیاید که چرا از مخزن با فشار ته‌چاهی بیش‌تر از فشار نقطه شبنم تولید نمی‌گردد، لذا، فشار ته‌چاهی ۴۷۵۰ psi نیز برای مقایسه در نظر گرفته شده است. همان‌طور که در شکل معلوم است، با کاهش فشار ته‌چاهی، مقدار بازدهی نفت افزایش می‌یابد. در شکل ۴ و ۵ نیز میزان تشکیل میعانات در مخزن



شکل ۴ تشکیل میعانات گازی در دیواره چاه در فشارهای ته‌چاهی مختلف

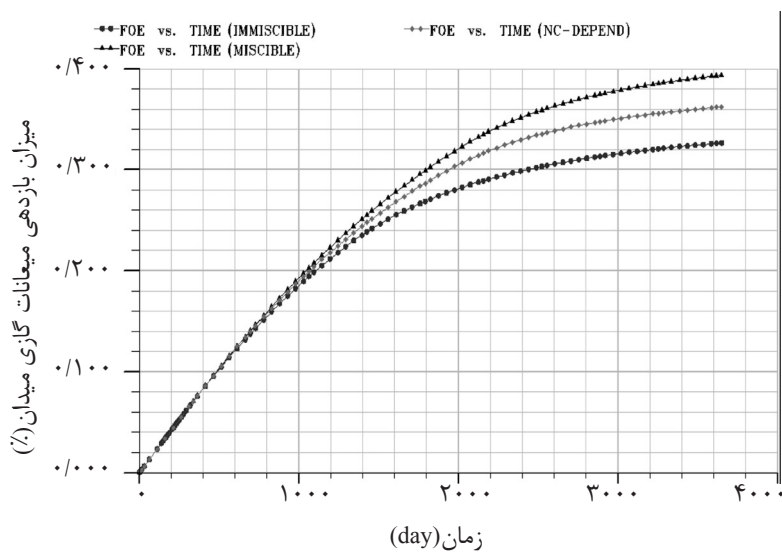


شکل ۵ تشکیل میعانات گازی در میدان برای فشارهای ته‌چاهی مختلف

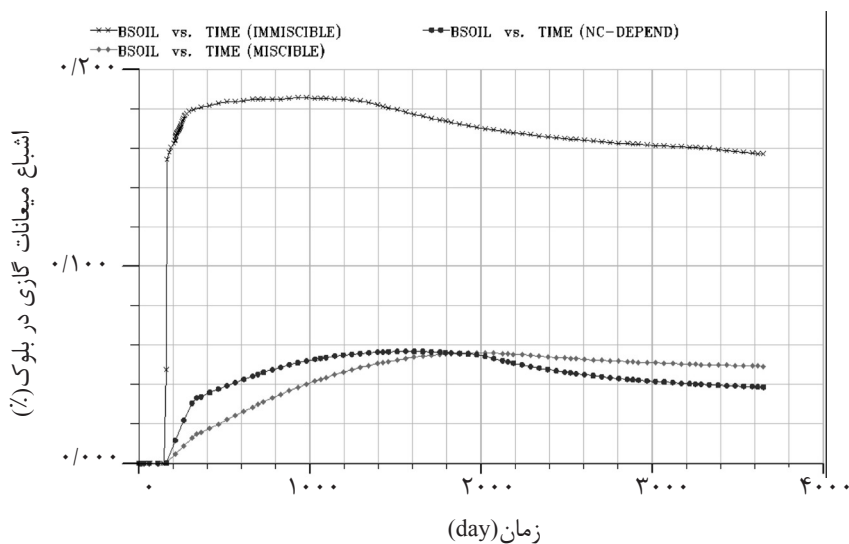
اثر عدد موئینگی

با کاهش امتزاج پذیری سیال، فاز مایع باید بر اشباع مایع بحرانی بزرگ‌تری غلبه کند تا بتواند حرکت کند. علاوه بر این، با جدا شدن سطح تماس‌ها، تحرک‌پذیری نیز کاهش می‌یابد؛ لذا توقع می‌رود که در حالتی که امتزاج‌پذیری بین فازها وجود داشته باشد، بازدهی نهایی مخزن افزایش یابد. با کم‌تر شدن میزان کشش سطحی، منحنی‌های نفوذ پذیری نسبی به حالت امتزاجی نزدیک‌تر می‌شوند و خطوط صاف‌تری از خود نشان می‌دهند و نیز میزان سیالات پسمانده در حفره‌ها نیز کم‌تر می‌گردد؛ لذا چشم پوشی از کشش سطحی بین فازها می‌تواند نتایج شبیه‌سازی را

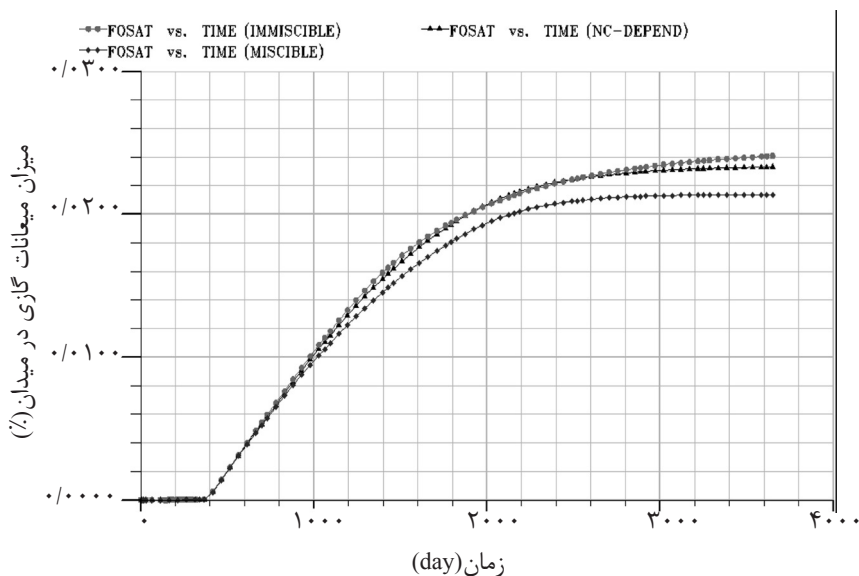
تحت تأثیر قرار دهد. همانطور که در شکل (۶) مشاهده می‌گردد، تفاوت زیاد میان دو نمودار حالت امتزاجی و غیرامتزاجی نشان از تأثیر امتزاج‌پذیری بر بازدهی نهایی نفت مخزن دارد. علاوه بر این، با بیش‌تر شدن عدد موئینگی نمودار آن به سمت نمودار حالت امتزاجی میل خواهد کرد. با توجه به شکل‌های (۷ و ۸) نیز می‌توان اذعان داشت که اعمال عدد موئینگی موجب کاهش میزان تجمع میعانات گازی در اطراف چاه و در کل میدان نسبت به حالت غیر امتزاجی می‌شود. نکته جالب توجه این است که هر سه حالت در یک زمان به فشار نقطه شبنم می‌رسند.



شکل ۶ میزان بازدهی میعانات گازی میدان در حالت‌های غیرامتزاجی، امتزاجی و وابسته به عدد موینگی



شکل ۷ زمان میعانات گازی در اطراف چاه در حالت‌های غیرامتزاجی، امتزاجی و وابسته به عدد موینگی



شکل ۸ تشکیل میعانات گازی در میدان در حالت‌های غیرامتزاجی، امتزاجی و وابسته به عدد موینگی

$$\beta = \frac{1150}{K \times \phi} \quad (5)$$

پاسکال و همکارانش یک مدل ریاضی برای تخمین طول شکاف و ضریب غیرداریسی ارائه نمودند. با به‌کارگیری مدل و داده‌های حاصل شده از تست چاه‌های شکاف هیدرولیکی داده شده با تراوایی کم، در دبی‌های مختلف، آن‌ها ضریب غیرداریسی را محاسبه کردند و رابطه زیر را پیشنهاد نمودند [۲۸].

$$\beta = 4.8 \times 10^{12} \times K^{-1.14} \quad (6)$$

در جدول ۵ ضریب جریان غیرداریسی با استفاده از روابط مختلف برای جریان تک فازی آورده شده‌اند.

جدول ۵ ضریب جریان غیرداریسی با استفاده از روابط مختلف

رابطه	β (فورچیمر)
جونز [۲۵]	۷۴/۱۵
جنیک و کتز [۲۶]	۶۲/۰۱
لی و همکاران [۲۷]	۱۱/۳۲
پاسکال و همکاران [۲۸]	۳۹۰/۱/۳۵

سرعت بالای گاز باعث افت فشار اضافی می‌گردد که به دلیل جریان غیرداریسی است. برای بررسی اثر جریان غیرداریسی در مخزن مورد مطالعه، ضریب غیرداریسی از چهار رابطه تجربی مختلف به دست آمد که در جدول ۵ آورده شده است. هر یک از روابط، ضرایب غیرداریسی متفاوتی به دست می‌دهند که به فورچیمر تبدیل شده و این مقدار وارد شبیه‌ساز می‌شود. در شکل ۹ تأثیر ضریب غیرداریسی بر افت فشار در اطراف چاه نشان داده شده است. روابط جونز، لی و همکاران و جنیک و کتز مقادیر نسبتاً مشابهی را تخمین می‌زنند و تأثیر آنها بر میزان افت فشار کم است، ولی مدل پاسکال و همکاران مقدار زیادی را برای β تخمین می‌زند که باعث ایجاد افت فشار زیادی می‌گردد. از آن‌جایی که مدل جونز جامعیت بیشتری دارد در این مقاله از مقدار β تخمین زده شده توسط این رابطه استفاده شده است.

تأثیر جریان غیرداریسی

در قانون داریسی رابطه خطی بین گرادیان فشار و سرعت جریان در نظر گرفته شده است. این قانون در شرایط سرعت جریان زیاد کاربرد ندارد؛ در این حالت افت فشار بیش‌تر از مقدار پیش‌بینی شده از قانون داریسی می‌شود که به آن جریان غیرداریسی می‌گویند. فورچیمر ترم دیگری به رابطه داریسی اضافه نمود تا این افت فشار اضافی را پیش‌بینی کند [۲۸].

$$-\frac{dp}{dl} = \frac{\mu}{k} v + \beta \rho v^2 \quad (1)$$

که در آن ρ چگالی، l فاصله، v سرعت، p فشار، μ گرانشی سیال، k نفوذپذیری و β ضریب جریان غیرداریسی است که خود تابعی از شرایط مخزن می‌باشد. در جریان‌های تک‌فازی میزان ضریب جریان غیرداریسی ثابت است و می‌تواند از طریق آنالیزهای تست فشاری در نرخ‌های تولید مختلف و یا از روابط تجربی یا تئوری به دست آید. معمول‌ترین روش برای محاسبه ضریب غیرداریسی رابطه زیر است،

$$\beta = \frac{a}{k^b \phi^c} \quad (2)$$

که در آن k و ϕ به ترتیب نفوذپذیری و تخلخل و a و b و c ثابت‌هایی هستند که از نتایج تست‌های آزمایشگاهی به دست می‌آیند.

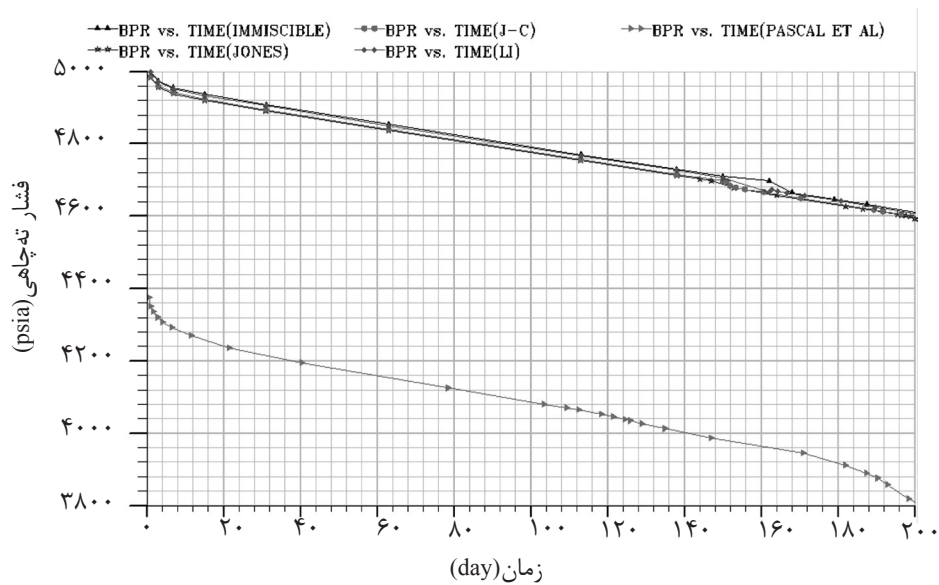
جونز با انجام آزمایش بر روی تعداد زیادی مغزه با جنس‌ها و ساختارهای متفاوت به رابطه زیر برای تخمین ضریب غیرداریسی دست یافت [۲۵].

$$\beta = 6.15 \times 10^{10} \times k^{-1.55} \quad (3)$$

جنیک و کتز رابطه زیر را برای پیش‌بینی ضریب غیرداریسی در محیط متخلخل طبیعی ارائه دادند [۲۶].

$$\beta = 1.82 \times 10^8 \times k^{-5/4} \times \phi^{-3/4} \quad (4)$$

لی و همکارانش با به‌کارگیری ضریب غیرداریسی در یک شبیه‌ساز مخزن و شبیه‌سازی آزمایش جریان غیرداریسی و افری، مقدار β را برای ماسه سنگ برآ به صورت زیر به دست آوردند [۲۷].



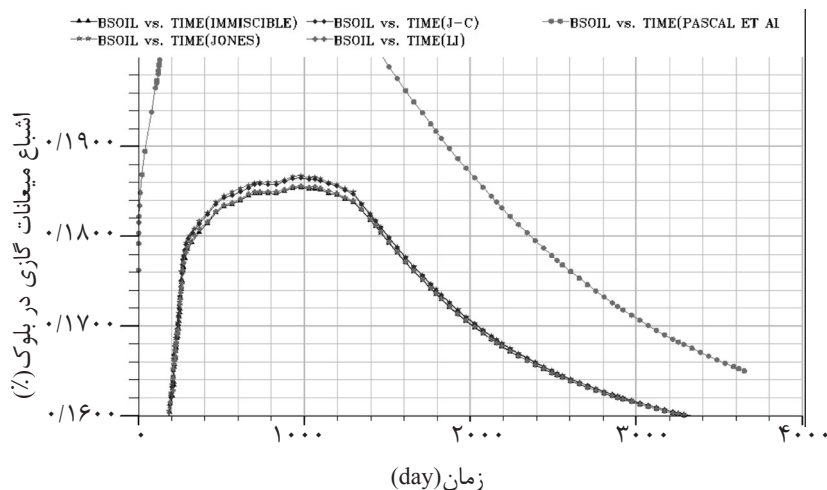
شکل ۹ افت فشار در اطراف چاه برای روابط متفاوت β

شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود افت فشار اضافی که در اثر جریان غیرداریسی به وجود می‌آید، توسط عدد موینگی جبران شده است. در شکل‌های ۱۳ و ۱۴ نیز میزان تشکیل میعانات در اطراف چاه و تولید تجمعی گاز نشان داده شده است. با اعمال عدد موینگی تحرک‌پذیری گاز افزایش می‌یابد که در نتیجه آن میزان تجمع میعانات در اطراف چاه و در کل مخزن کاهش یافته و تولید گاز مخزن افزایش می‌یابد. حال اگر از تأثیر عدد موینگی صرف نظر گردد، سرعت بالای گاز باعث تخمین اشتباه میزان تولید می‌گردد که به صورت اختلاف قابل ملاحظه نمودارهای مربوطه در شکل‌های ۱۳ و ۱۴ نمایان است.

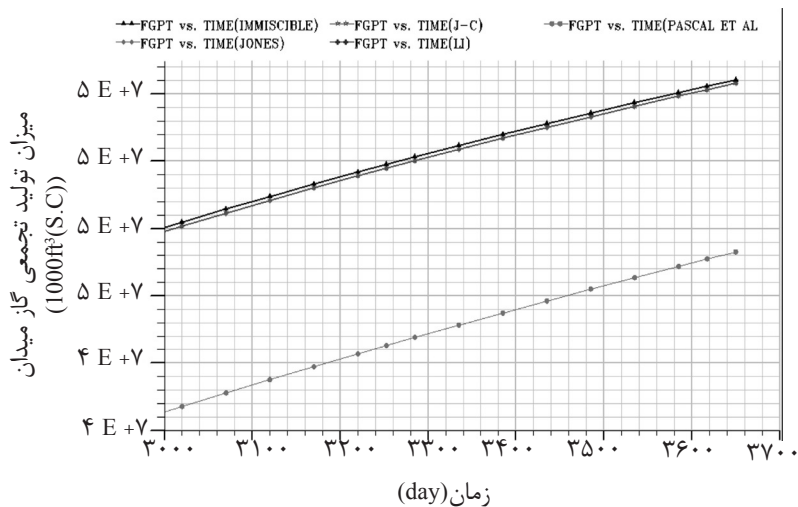
تأثیر جریان غیرداریسی بر میزان تشکیل میعانات و تولید گاز در شکل‌های ۱۰ و ۱۱ نشان داده شده است. این شکل نیز نشان می‌دهد که تولید تجمعی گاز تحت تأثیر جریان غیرداریسی با ضرایب مختلف β قرار می‌گیرد. با افزایش مقدار β میزان تولید گاز نیز کاهش می‌یابد که به دلیل افت فشار بیش‌تر در حوالی چاه و تشکیل میعانات با درصد اشباع بالاتری است. البته با افزایش دبی تولیدی، جریان غیرداریسی تأثیر بیشتری بر تولید تجمعی گاز خواهد گذاشت.

اثر ترکیبی جریان غیرداریسی و عدد موینگی

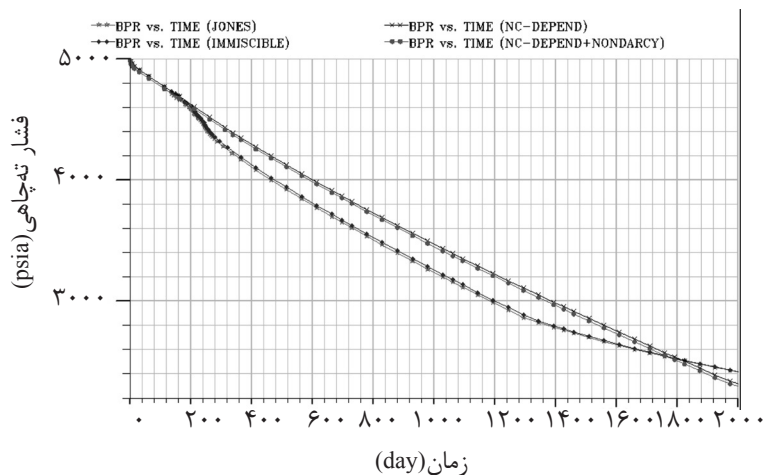
در شکل ۱۲ اثر ترکیبی عدد موینگی و جریان غیرداریسی بر افت فشار در اطراف چاه نشان داده



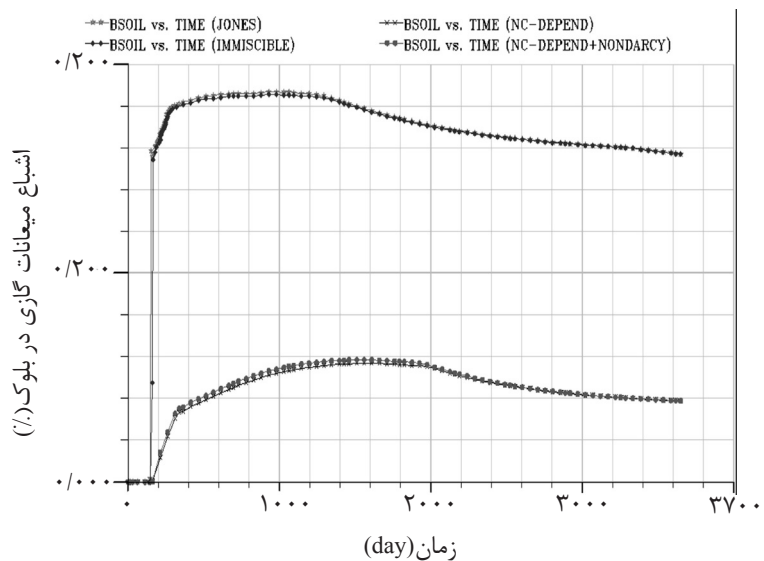
شکل ۱۰ تشکیل میعانات در دیواره چاه برای روابط متفاوت β



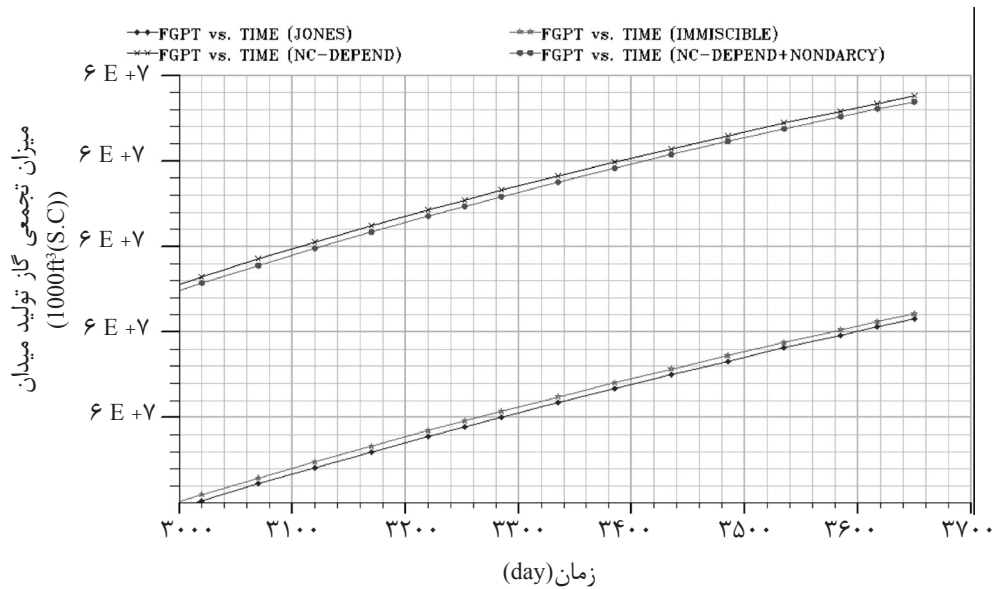
شکل ۱۱ زمان تجمعی گاز برای روابط متفاوت β



شکل ۱۲ افت فشار در اطراف چاه در حالات مختلف



شکل ۱۳ تشکیل میعانات گازی در دیواره چاه در حالات مختلف



شکل ۱۴ زمان تجمعی گاز میدان در حالات مختلف

توجه تراوایی نسبی گاز و در نتیجه کاهش تشکیل

میعانات گازی می‌گردد.

- رابطه جونز به دلیل جامعیت بیشتر برای بررسی اثر غیرداری مناسبت‌تر به نظر می‌رسد. جریان غیرداری تأثیر منفی در تولید گاز دارد به طوری که هرچه میزان تغییرات ضریب غیرداری بیشتر باشد، تأثیر منفی بیشتری بر میزان تولید گاز خواهد داشت.

- بدون در نظر گرفتن اثر عدد موئینگی و جریان غیرداری، پیش‌بینی صحیح نحوه عملکرد چاه در مخازن گاز میعانی به شدت تحت تأثیر قرار می‌گیرد.

نتیجه‌گیری

در این مقاله اثر عوامل مختلفی از جمله دبی تولیدی، فشار ته‌چاهی، عدد موئینگی و اثر جریان غیرداری بر میزان تولید و تشکیل میعانات در مخزن و اطراف چاه بررسی گردید که نتایج حاصل در زیر خلاصه شده است:

- با حساسیت‌سنجی نسبت به فشار ته‌چاهی و دبی می‌توان بازدهی گاز را به مقدار بیشینه رساند. با کاهش فشار ته‌چاهی و انتخاب دبی مناسب تولیدی می‌توان میزان تولید نهایی گاز را افزایش داده و میعانات بیشتری در سطح تولید کرد.

- در نظر گرفتن اثر عدد موئینگی باعث بهبود قابل

منابع

- [1]. Whitson C., "Khuff gas condensate development," Paper IPTC 10692, International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 21-23 Nov., 2005.
- [2]. Fevang Ø., and Whitson C. H., "Modeling gas-condensate well deliverability," SPE Reservoir Engineering, Vol. 11, pp. 221-230, 1996.
- [3]. Barnum R., Brinkman F., Richardson T., and Spillette A., "Gas condensate reservoir behavior: productivity and recovery reduction due to condensation," Paper SPE 30767, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-25 Oct., Dallas, Texas, 1995.
- [4]. Hinchman S. and Barree R., "Productivity loss in gas condensate reservoirs," Paper SPE 14203, SPE Annual

Technical Conference and Exhibition, 22-26 Sept., Las Vegas, Nevada, 1985.

[5]. Ham J. D. and Eilerts C. K., "Effect of saturation on mobility of low liquid-vapor ratio fluids," SPEJ, March Issue, pp. 11-19, 1967.

[6]. Bourbiaux B. J. and Limborg S. G., "An integrated experimental methodology for a better prediction of gas-condensate flow behavior," Paper SPE 28931, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 25-28 Sept., New Orleans, Louisiana, 1994.

[7]. Kalaydjian F. J. M., Bourbiaux B. J. and Lombard J. M., "Predicting gas-condensate reservoir performance: how flow parameters are altered when approaching production wells," Paper SPE 36715, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 6-9 Oct., 1996.

[8]. Henderson G. D., Danesh A., Tehrani D. H., Al-Shaidi S., and Peden J. M., "Measurement and correlation of gas condensate relative permeability by the steady-state method," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 1, pp. 134-140, 1998.

[9]. Chen H. L., Wilson S. D. and Monger-McClure, "Determination of Relative Permeability and Recovery for North Sea Gas Condensate Reservoir," SPEREE, 1999.

[10] Saevareid A., Whitson C. H. and Fevang \emptyset ., "An engineering approach to measuring and modeling gas condensate relative permeabilities," Paper Presented at the 1999 SCA Conference Held in Golden, CO, Aug. 2-4, 1999.

[11]. Mott R., Cable A., and Spearing M., "Measurements and simulation of inertial and high capillary number flow phenomena in gas-condensate relative permeability," Paper SPE 62932, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1-4 October, Dallas, Texas, 2000.

[12]. Cable A., Mott R. and Spearing M., "X-Ray in-situ saturation in gas condensate relative permeability studies," SCA, 2003.

[13]. Du L., Walker J. G., Pope G. A., Sharma M. M. and Wang P., "Use of solvents to improve the productivity of gas condensate wells," Paper SPE 62935, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4 Oct., 2000.

[14]. Hamoud Al-A., "Experimental measurements of condensate blocking and treatments in low and high permeability Cores," Ph.D. Dissertation, The University of Texas at Austin, 2003.

[15]. Ayyalasomayajula P., Silpngarmlers N., Berroteran J., Sheffield J. and Kamath J., "Condensate relative permeability data for well deliverability predictions for a deep marine sandstone reservoir," Paper SCA 2003-33, 2003.

[16]. Riemens W., Schulteand A. M. and de Jong L., "Birba field PVT variations along the hydrocarbon column and confirmatory field tests," Journal of Petroleum Technology, Vol. 40, No. 1, pp. 1988.

[17] Schulte A., "Compositional variation within a hydrocarbon column due to gravity," Paper SPE 9235, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 Sept., Dallas, Texas, 1980.

[18] Bengherbia M. and Tiab D., "Gas-condensate well performance using compositional simulator: a Case study," SPE Gas Technology Symposium, 30 Apr.-2 May, Calgary, Alberta, Canada, Paper SPE 75531, 2002.

[19] Chunmei S., and Ronald N. H., "Improved recovery in gas condensate reservoirs considering compositional

- variations," Paper SPE 115786, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 Sept., Denver, Colorado, USA, 2008.
- [20] Bang V., Phillips C., Pope G. A. and Sharma M. M., "Development of a successful chemical treatment for gas wells with water & condensate blocking aamage," Paper SPE 124977, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 Oct., New Orleans, Louisiana, 2009.
- [21] Moradi B., Tangsirifard J., Rasaei M. A., Momeni A., Bagheri M. B., "Effect of gas recycling on the enhancement of condensate recovery In an Iranian fractured gas/condensate reservoir," In Trinidad & Tobago Energy Resources Conference, Spain, Trinidad, 2010.
- [22] Taherpour M., Tabatabaei-Nejad S. A. R., Sahraei E. and Kheirabadi A., "An investigation on gas injection for storing gas and increasing well productivity in one of Iranian gas fields," In Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2009.
- [۲۳]. طاهری ز، علیزاده تبریزی ن، "بررسی تزریق گاز در مخازن گاز میعانی و تاثیر آن بر میزان تولید از مخزن"، نشریه فنی و تخصصی اکتشاف و تولید، شماره ۷۰، ۱۳۸۹.
- [24] Forchheimer P., Hydraulics B. G. Teubner, Leipzig, Germany, 1914.
- [25] Jones S. C., "Using the inertial coefficient, β , to characterize heterogeneity in reservoir rock," Paper SPE 16949, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-30 Sept., Dallas, Texas, 1987.
- [26] Janicek J. D., and Katz D. L., "Applications of unsteady state gas flow calculations," Proc., University of Michigan Research Conference, June 20, 1955.
- [27] Li D., Svec R. K., Engler T. W., and Grigg R. B., "Modeling and simulation of the wafer non-darcy flow experiments," Paper SPE 68822, SPE Western Regional Meeting, 26-30 March., Bakersfield, California, 2001.
- [28] Pascal H., Quillian R. G. and Kingston J., "Analysis of Vertical Fracture Length and Non-Darcy Flow Coefficient Using Variable Rate Tests," Paper SPE 9348, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 Sept., Dallas, Texas, 1980.