

بررسی ضریب پوسته ناشی از سناریوهای مختلف نرخ تولید در مخازن گاز میعانی با لحاظ تاثیر جریان غیرداری

شهاب فرهودی، سعید صادق نژاد* و امیرحسین سعیدی دهقانی

گروه مهندسی نفت، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۷/۲/۱۹ تاریخ پذیرش: ۹۷/۹/۱۳

چکیده

شناخت صحیح مخازن گاز میعانی امری ضروری است و یکی از راه‌های ویژه شناخت، استفاده از روش‌های تحلیل داده‌های چاه‌آزمایی است. در این مخازن حضور هم‌زمان میعانات و گاز سبب تغییر تراوایی نسبی گاز در اطراف چاه تولیدی شده، که این امر بر روی نتایج آنالیز چاه‌آزمایی تاثیر مستقیمی دارد. یکی از پارامترهایی که می‌تواند این رفتار را تغییر دهد، جریان غیرداری سیال در اطراف چاه است. در این راستا عوامل موثری مثل نوع سیال گاز میعانی و نرخ تولید از این نوع مخازن نقش مهمی دارند، که این مساله تاثیر مهمی بر میزان تشکیل میعانات می‌گذارد و به عبارت دیگر باعث به وجود آمدن ضریب پوسته اضافی ناشی از تشکیل میعان در اطراف چاه می‌شود. هدف اصلی این تحقیق، سعی بر ایجاد رابطه‌ای معنی‌دار مابین نرخ تولید و ضریب پوسته ناشی از این میعانات است. روش کار، استفاده از داده‌های حاصل از یک مدل ترکیبی برای بررسی رفتار گذرای سیستم در اطراف چاه تولیدی بوده و خروجی فشار نسبت به زمان و سایر پارامترهای تعیین شده حاصل به منظور ایجاد مدل چاه‌آزمایی و بازتفسیر آن استفاده می‌گردد. در این میان با ایجاد سناریوهای مختلف تولید و ساخت فشار متوالی به بررسی تاثیر روند نزولی و صعودی نرخ تولید بر میعانات تشکیل شده می‌پردازیم. تاثیر این امر بر نمودار چاه‌آزمایی رفتار ویژه‌ای را مخصوصاً برای روند نرخ نزولی نشان داد که به صورت معادله‌های وزنی برای نشان دادن تغییرات نرخ تولید بر ضریب پوسته استخراج گردید.

کلمات کلیدی: مخازن گاز میعانی، چاه‌آزمایی، جریان غیرداری، ضریب پوسته، نرخ تولید

مقدمه

نزدیک فشار بحرانی^۲ و در مواردی بیشتر از آن است. لذا تنها فاز موجود در این شرایط تک‌فاز گاز است. با شروع روند تولید و با کاهش فشار هم‌دمای درون مخزن، فشار جریانی چاه کاهش یافته که به سبب قرار گرفتن زیر فشار نقطه شبنم، فاز مایع (میعانات) در مخزن شکل می‌گیرد.

از میان مخازن گازی، مخزن گاز میعانی^۱ در اثر تولید پس از مدتی به دلیل کاهش فشار بیش از حد مخزن، شروع به تولید میعانات گازی در اطراف چاه می‌کند. فشار مخزن در ابتدای تولید از این مخازن

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: sadeghnejad@modares.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2018.3293.2514)

1. Retrograde Gas Reservoir
2. Critical Pressure

در این مسیر به بررسی تاثیر ضریب پوسته ناشی از تغییرات نرخ تولید در چاه‌آزمایی نیز پرداخته‌ایم که اهمیت بررسی این پارامتر را نشان می‌دهیم.

چاه‌آزمایی در مخازن گاز میعانی

تکنیک‌های تجزیه و تحلیل داده‌های تولید برای مخازن تک فاز نفت و گاز به‌طور قابل توجهی در طول سال‌های اخیر پیشرفت کرده‌اند [۱۲] در این بین روش‌های چاه‌آزمایی مورد استفاده در مخازن نفتی به‌دلیل تراکم‌پذیری بالای سیال حاضر در مخازن گازی و گاز میعانی قابل استفاده در این نوع مخازن است. از این رو روش‌های مختلفی از جمله روش فشاری و یا روش مربع فشار برای مخازن گازی معرفی شده‌اند، اما روش شبه‌فشار^۶ یکی از دقیق‌ترین روش‌های قابل استفاده در مخازن گاز میعانی است. تابع شبه‌فشار به‌صورت معادله زیر تعریف می‌شود که توسط الحسینی و همکاران معرفی گردیده است [۱۳]:

$$\nabla^2 m(P) - \frac{\phi \mu c_t}{K} \frac{\partial m(P)}{\partial t} = 0 \quad (1)$$

$$m(P) = 2 \int_{P_{ref}}^P \frac{P}{\mu(P)z(P)} dp \quad (2)$$

که در این معادله P فشار، k تراوایی، μ ویسکوزیته گاز، t زمان، Z تراکم‌پذیری، \emptyset تخلخل و C_t ضریب تراکم‌پذیری هم‌دمای گاز است. در مخازن گاز میعانی در بالاتر از فشار نقطه شبنم، رفتار مخزن همانند مخازن گازی و به‌صورت تک فاز است از این رو معادله شبه فشار تک‌فاز^۷ (معادله ۲) پاسخ کاملاً دقیقی از مخزن را ارائه می‌دهد. در فشار زیر فشار نقطه شبنم به‌دلیل عدم فرض فاز میعانات به‌عنوان فاز مستقل در این معادله و به‌عبارتی تاثیر اجتناب‌ناپذیر تراوایی نسبی میعانات با تراکم‌پذیری متفاوت، سبب می‌گردد استفاده از این معادله پاسخ کاملاً دقیقی را از مخزن ارائه ندهد.

قابلیت تولید از مخزن در فشارهای بالاتر از فشار نقطه شبنم تحت کنترل ضخامت مخزن، نفوذپذیری مطلق مخزن و ویسکوزیته گاز است و به‌عبارتی تولیدپذیری از چاه تابع تحرک‌پذیری سیالات و رفتاری مشابه گاز خشک دارند [۱-۳]. در فشارهای کمتر از فشار نقطه شبنم، میزان تولیدپذیری از مخزن با شدت اشباع بحرانی سیالات و شیب منحنی‌های نفوذپذیری نسبی گاز و میعانات و رژیم جریانی کنترل می‌شود [۴ و ۵]. متفاوت بودن مقدار حرکت‌پذیری انباشت میعانات در اطراف چاه منجر به کاهش تراوایی موثر و بلوکه شدن میعانات^۱ بسته به تعداد مخازن و پارامترهای چاه‌ها می‌شود، که این مساله سبب کاهش برگشت‌ناپذیری از اجزای سنگین در سطح و در حین تولید می‌گردد. از این رو ناحیه اطراف چاه به‌دلیل اهمیت قابل توجهش به‌عنوان بخش اصلی در محاسبه تولیدپذیری لحاظ می‌گردد [۶-۱۰]. تست‌های چاه‌آزمایی فشار گذرا^۲ همچون تست تولید^۳ و ساخت فشار^۴ در این مخازن برای به‌دست آوردن مشخصات مخزن به‌کار گرفته می‌شود. آنالیز چاه‌آزمایی اغلب به‌وسیله روش‌های تحلیلی تفسیر چاه‌آزمایی و مدل شعاعی ترکیبی^۵ برای توضیح داده‌های چاه‌آزمایی مخازن گاز میعانی مورد استفاده است. در این روش‌ها با استفاده از تغییرات نمودار مشتق شبه فشار با استفاده از حل معادلات شبه فشار در مقیاس لگاریتمی، حضور نواحی مختلفی با تراوایی متفاوت به‌دلیل حضور میعانات در اطراف چاه، قابل تمیز و تشخیص دادن است [۱۱]. در این مسیر پارامترهای مختلفی می‌تواند رفتار مخازن گاز میعانی را تغییر داده و تاثیر متفاوتی بر پاسخ چاه‌آزمایی داشته باشد. یکی از پارامترهایی که می‌تواند رفتار این نوع مخازن را تحت شعاع قرار دهد شدت نرخ تولید است که افزایش و کاهش آن موثر بر شدت تشکیل میعان باشد. لذا در این تحقیق سعی گردیده است با بهره‌گیری از سناریو تولید و ساخت فشار متوالی تاثیر افزایش و کاهش شدت نرخ تولید لحاظ گردد

1. Condensate Blockage
2. Transient Test
3. Drawdown Test
4. Buildup Test
5. Radial Composite Model
6. Pseudo Pressure Function
7. Single Phase Pseudo Pressure

کاهش و افزایش اندازه و سایز می‌دهد [۱۹]. بر مبنای میعانات تشکیل شده و روابط حاکم بر آن و با توجه به مطالعات صورت گرفته، مدل و میلر مدل دو ناحیه‌ای^۳ را معرفی نمودند که شامل میعان و گاز بر پایه حالت پایدار^۴ است [۲۰]. بدین معنی که فرض شده است که ترکیب سیالات درون مخزن در طول زمان تولید ثابت باقی می‌ماند. آنها اولین معادله گازی بر مبنای تابع شبه‌فشار برای توصیف تاثیر تشکیل میعانات گازی را به کار بردند. در ادامه فسل در مقاله‌اش که بهبود فرضیات مقاله مدل و میلر بوده است، مدل جریان شعاعی یک بعدی پایدار دو فاز را برای پیش‌بینی جریان ارائه داد. مدل پیش‌بینی بهتری نسبت به مدل مدل و میلر مخصوصاً هنگامی که تشکیل میعانات در شعاع زیادی از اطراف چاه و یا زمانی که در مخزن ناهمگنی وجود دارد از خود نشان می‌دهد [۲۱]. رقواون و همکاران با شبیه‌سازی چند مدل مخزنی با استفاده از حالت پایدار شبه‌فشار نتیجه گرفتند که روششان بهترین جواب را زمانی که فشار مخزن خیلی بیشتر از فشار نقطه شبنم و فشار چاه خیلی پایین‌تر از نقطه شبنم باشد، می‌دهد [۲۲]. نتایجی که از روش پایدار به دست آمد این حقیقت را نشان داد، که این روش هر اشباع میعانی در ناحیه گذرا^۵ (ناحیه‌ای که میعانات به اشباع بحرانی حرکت نرسیده) را نادیده گرفته است. فونگ و ویتسون برای نواحی جریانی به وجود آمده در مخزن، روشی سه ناحیه‌ای را ارائه کردند [۲۳]. آنها شبه‌فشار به روش دوفازی را برای هر کدام از سه ناحیه^۶ تعیین کرده و در نهایت برای محاسبات عددی از هر سه ناحیه بهره‌گیری نمودند. آن‌ها ناحیه گذرای را فرض کردند که در آن میعانات و گاز حضور دارد ولی تنها گاز قابلیت حرکت را دارد.

لذا معادله شبه‌فشار دو فاز توسط چوپرا و کارتر و در ادامه توسط جنز و رقواون گسترش داده شد [۱۱]، ۱۴ و ۱۵. این روش دقت بیشتری در بررسی مخازن گاز میعانی پس از تشکیل میعانات دارد، معادله شبه فشار دوفازی به صورت زیر است:

$$m(P) = \int_{P_{ref}}^P \frac{\rho_g K_{rg}}{\mu_g} dp + \int_{P_{ref}}^P \frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} dp \quad (3)$$

که در این معادله k_{ro} تراوایی نسبی نفت، k_{rg} تراوایی نسبی گاز، ρ_o چگالی نفت و ρ_g چگالی گاز است. در شبه فشار دوفازی علاوه بر نمودار تراوایی نسبی گاز و میعانات، اندازه‌گیری نسبت گاز به نفت (GOR) و خواص سیالات مخزن (PVT) با دقت بسیار بالایی مورد نیاز است، روزناک نشان داد که حتی حضور خطای بسیار کمی در اندازه‌گیری این سه پارامتر، تاثیر زیادی در محاسبات نهایی دارد و موجب خطای زیادی می‌گردد [۱۶]. از این رو استفاده از معادله شبه فشار دوفازی می‌تواند عدم قطعیت بالایی داشته باشد. در این مطالعه از روش شبه‌فشار تک فازی استفاده نموده‌ایم.

بررسی مطالعات انجام شده بر رفتار مخازن گاز میعانی و معادلات حاکم بر آن

تلاش‌های اخیر در بررسی رفتار مخازن گاز میعانی نشان می‌دهد زمانی که فشار ته چاه کمتر از فشار نقطه شبنم می‌گردد بانکی از میعانات در اطراف چاه تولیدی گسترش می‌یابد. این سازوکار تحت جریان شعاعی سیال مخزن به سمت چاه، ناحیه‌هایی به صورت هم مرکز در اطراف چاه شکل می‌دهد [۱۷]. بانک میعانی^۱ با افزایش افت فشار به بزرگ شدن ادامه می‌دهد و این مساله مهم سبب کاهش تراوایی نسبی گاز در اطراف چاه می‌شود که به سبب آن نیز تولیدپذیری گاز^۲ در چاه کاهش می‌یابد [۱۸]. از این رو شناخت پدیده بانک میعانی در پیش‌بینی رفتار میعانات مخزن و چاه و تولید گاز ضروری است. بانک میعانی از زمانی که شروع به شکل گرفتن می‌کند با اشباع متفاوت در نواحی متفاوت در طول عمر تولید مخزن

1. Condensate Bank
2. Gas Deliveribility
3. Two Zone Method
4. Steady-State Model
5. Transient Region
6. Tree Zone Method

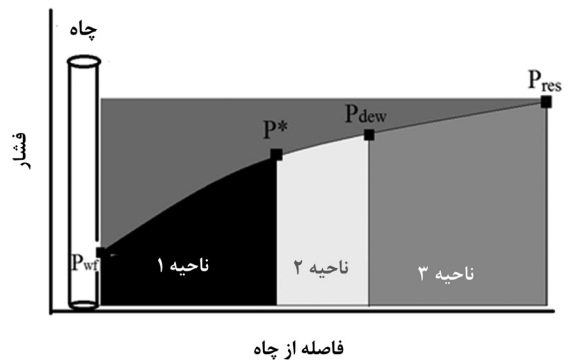
بهره‌وری چاه مخصوصا در مخازن گاز میعانی دارد. از این‌رو بررسی پارامترهای موثر بر رفتار میعانات تشکیل شده در این نواحی اهمیت ویژه‌ای می‌یابد. چاه‌آزمایی از مخازن گاز میعانی یکی از مهم‌ترین روش‌های تحلیل و بررسی در این‌گونه مخازن است. از این‌رو با بررسی سناریوهای مختلف تولید و ساخت فشار در مدل‌های ترکیبی مخزن ایجاد شده، تاثیر افزایش نرخ تولید بر میعانات تشکیل و بر پاسخ به‌دست آمده از چاه‌آزمایی بررسی و در سناریو دیگر تولید و ساخت فشار، تاثیر کاهش نرخ تولید بر میعانات تشکیل شده بررسی خواهد شد. در آخر اثر تغییرات نرخ تولید نسبت به ضریب پوسته ناشی از میعانات به‌دست آمده از تحلیل چاه‌آزمایی نسبت به هم در نمودارهای مجزا ترسیم گردید و معادله وزنی حاکم بر ارتباط این دو پارامتر در هر بخش استخراج می‌گردد. لذا در این بخش نخست به معرفی نوع رژیم جریان و معادلات حاکم مورد استفاده بر سیستم که رژیم جریان غیرداریسی بوده است می‌پردازیم و در ادامه تاثیر این پارامترها را بر معادله ضریب پوسته ناشی از جریان غیرداریسی را نشان می‌دهیم.

جریان غیرداریسی

معادله داریسی یک رابطه خطی میان گرادیان فشار و نرخ تولید است اما این معادله فقط برای نرخ‌های تولید پایین قابل قبول است و در نرخ تولید بالا مخصوصا در مخازن گازی پاسخ دقیقی ارائه نمی‌دهد. در نرخ‌های بالای تولید، علاوه بر مولفه نیروی گرانی حاکم در معادله داریسی، یک نیروی اینرسی نیز به سبب شتاب ذرات سیال در گذر از فضاها متخلخل بر جریان سیال حاکم است. در دهانه چاه که سرعت بالاترین میزان را دارد، نفوذپذیری نسبی ممکن است با اثرات جریان غیرداریسی کاهش یابد. کاهش نفوذپذیری موثر در سرعت‌های بالا به علت اینرسی منفی برای اولین بار توسط فرشه‌ایمر معرفی شد [۲۶].

شکل ۱ شماتیکی از نواحی تشکیل سیال، اطراف چاه است که عبارت است از:

ناحیه اول: زمانی که فشار ته چاه کاملا زیر فشار نقطه شبنم باشد این ناحیه شکل می‌گیرد. در این ناحیه اشباع میعانات بیش از اشباع بحرانی میعانات بوده و هردو فاز گاز و میعانات به‌صورت متحرک می‌باشند. از این رو با ازدیاد میعانات در این ناحیه و جریان آن، میزان تراوایی نسبی گاز کاهش یافته که مهم‌ترین عامل در کاهش تولیدپذیری چاه است. محدوده فشار بین فشار تولیدی چاه و فشار P^* (فشاری که میعانات در کمتر از آن به‌صورت متحرک در می‌آیند) است [۱۶ و ۲۴].



شکل ۱ شماتیک نواحی سیالات تشکیل شده در اطراف چاه

ناحیه دوم: در این ناحیه به‌دلیل تشکیل میعانات اولیه به‌عنوان ناحیه‌ای گذرا شناخته می‌شود که در مرز خارجی آن (مرزش با ناحیه سوم) فشار برابر فشار نقطه شبنم و نخستین قطرات میعانی شروع به شکل گرفتن می‌کند. به‌دلیل کمتر بودن مقدار میعانات از حد بحرانی آن میعانات در این ناحیه بدون حرکت است. سایز این ناحیه برای مخازن گاز میعانی غنی به مراتب کمتر از مخازن گاز سبک است [۱۶، ۲۴ و ۲۵].

ناحیه سوم: در این ناحیه فشار بالاتر از فشار نقطه شبنم و تنها فاز متحرک در این ناحیه فاز گازی است [۱۶ و ۲۴].

روش کار

ناحیه نزدیک چاه بیشترین اهمیت و تاثیر را در

است ضریب پوسته به وجود آید. تشکیل بانک میعانی باعث ایجاد ضریب پوسته جدید در مخزن می‌گردد که میعانات مسدود کننده نامیده می‌شوند. این میعانات مسدود کننده بی حرکت باقی می‌مانند تا زمانی که اشباع بحرانی سبب حرکت آن در مخزن گردد. میعانات محرک و بی حرکت در مخزن هر دو موجب کاهش تراوایی موثر گاز و به صورت یک ضریب پوسته اضافی بر مخزن تحمیل می‌شود [۲۹].

در نرخ‌های تولید بالا هم تشکیل بانک میعانی و هم تاثیر جریان غیرداری سبب افزایش فاکتور ضریب پوسته می‌گردد که این مساله سبب اتلاف انرژی بیشتر مخزن در طول زمان تولید می‌شود. ضریب پوسته غیرداری یا همان ضریب پوسته وابسته به نرخ تولید^۱ بر اثر دو عامل تراکم پذیری سیال و جریان غیر شعاعی ناشی از سرعت بالای گاز نزدیک دیواره چاه به وجود می‌آید. معادله زیر ضریب پوسته وابسته به نرخ تولید را نشان می‌دهد [۳۰].

$$s' = s + Dq \quad (7)$$

باید توجه داشت که s همان ضریب پوسته مکانیکی، D ضریب آشفتگی^۲ و q نرخ تولید است ضریب پوسته ناشی از آسیب سازند ناچیز فرض شده لذا ضریب پوسته به دست آمده از چاه آزمایی صرفاً ناشی از تشکیل میعانات است. ضریب آشفتگی برای هر چاه تولیدی در این تحقیق با استفاده از شبیه ساز تجاری ترکیبی از طریق معادله (۸) تعیین می‌گردد.

$$D = \alpha \beta \frac{K_e \gamma_p}{hr_w \mu_p} \quad (8)$$

که α ضریب ثابت معادله که وابسته به واحدهای به کار گرفته شده در رابطه است، β ضریب غیرداری و K_e تراوایی موثر برای هر سلول گریدبندی، h ضخامت مخزن در صورت مشبک بودن چاه تولیدی در طول ضخامت مخزن، r_w شعاع چاه، γ_p دانسیته نسبی سیال تزریقی و یا تولیدی با توجه به دما و فشار استاندارد برای سیال گاز یا مایع، μ_p نیز ویسکوزیته سیال است.

از معادله وی برای مدل کردن جریان دارای سرعت بالا استفاده می‌شود. فرشهایم ترم جدیدی را به معادله داری اضافه نمود که بیانگر ارتباط میان سرعت و گرادیان فشار نسبت به فاصله بود که به صورت زیر تعریف می‌شود.

$$\frac{dP}{dl} = \frac{\mu}{v} K + \beta \rho v^2 \quad (4)$$

برای جریان تک فاز، v سرعت و l طول و ضریب معادله غیرداری β مقدار ثابتی دارد و از طریق حل معادلات تجربی به دست می‌آید. به این منظور ابتدا نفوذپذیری مطلق هریک از نمونه‌های مغزه اندازه گیری می‌شود، سپس یک سری اختلاف فشار (که به صورت صعودی افزایشی هستند) با جریان هوا درون مغزه‌ها به دو سر آن اعمال می‌شود. با دانستن نرخ جریان و اختلاف فشار دو سر مغزه‌ها ضریب مقاومت غیرداری را می‌توان محاسبه کرد. تعدادی روابط تجربی توسط محققین برای محاسبه β ارائه شده است که لی و انگلر آن را به صورت زیر در معادله (۵) نشان دادند [۲۷].

$$\beta = \frac{a}{K^b \phi^c} \quad (5)$$

مقادیر a ، b و c از طریق آزمایشگاهی محاسبه می‌گردد، برای جریان دو فازی مانند جریان در مخزن گاز میعانی روابط محدودتری چون معادله هندرسون معرفی شده است که رابطه‌ای میان ضریب غیرداری (β) و اشباع سیال، تخلخل و تراوایی ایجاد کرده است که در معادله ۶ آن را نمایش داده ایم. K_r تراوایی نسبی، K تراوایی مطلق و S_p اشباع فازی و a ، b ، c و d ثوابت این معادله هستند و برای لحاظ نمودن تاثیر پارامتر غیرداری از این معادله استفاده شده است [۲۸].

$$\beta = \frac{a}{\phi^b S_p^c (K K_r)^d} \quad (6)$$

ضریب پوسته وابسته به نرخ تولید

آسیب فیزیکی مخزن و تشکیل میعانات در این گونه مخازن سبب بروز ضریب پوسته مثبت در مخزن می‌شود این بدان معناست که در نزدیکی چاه هم بر اثر فرآیند تکمیل چاه و هم تولید از مخزن ممکن

1. Rate Dependent Skin

2. Turbulence Factor

مدل مخزن

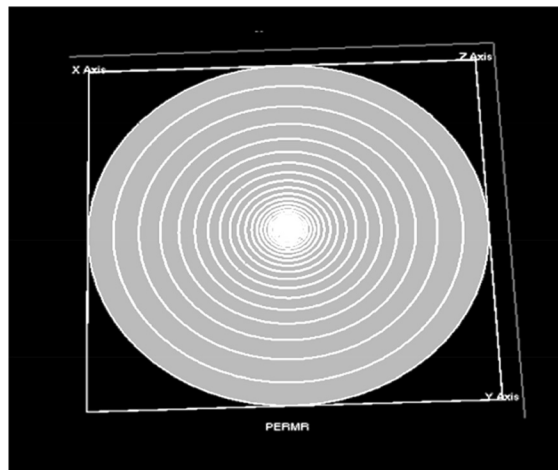
با فرض مخزنی استوانه‌ای شکل و یک چاه عمودی در مرکز، یک سیستم شعاعی به‌وسیله شبیه‌ساز ترکیبی تجاری ایجاد نمودیم. این سیستم شعاعی گریدبندی لگاریتمی افزایشی در مختصات شعاعی همانند شکل ۲ دارد. دلیل این‌چنین بودن گریدبندی بررسی دقیق میعان‌ات تشکیل شده در اطراف چاه است. سایر خصوصیت مخزنی در جدول ۱ و برای بررسی خواص سیالات مخزن از یک مدل سیال گاز حقیقی یکی از میداین گازی ایران استفاده نموده‌ایم و ترکیب درصد هرکدام از اجزا آن در جدول ۲ آورده شده است.

برای اطلاع بیشتر از معادله حاکم بر مدل جریان‌ی مخزن رابطه زیر قرار داده شده است که اثر این افت فشار اضافی در نمودار چاه‌آزمایی به‌صورت ضریب پوسته مشاهده می‌گردد. در رابطه کلی برای جریان گذرا و برای حالت شبه پایدار به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$q_{sc} = \frac{(\Psi(P_r) - \Psi(P_{wf}))Kh}{1.422 \times 10 T \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s + Dq \right)} \quad (9)$$

که با توجه به رابطه $s' = s + Dq$ می‌توان به‌صورت زیر نوشت:

$$q_{sc} = \frac{(\Psi(P_r) - \Psi(P_{wf}))Kh}{1.422 \times 10 T \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s' \right)} \quad (10)$$



شکل ۲ سیستم شعاعی گریدبندی افزایشی در مختصات شعاعی و چاه در مرکز

جدول ۱ خصوصیت مخزن گاز میعانی و چاه تولیدی

مقدار عددی	خصوصیات مخزن	مقدار عددی	خصوصیات مخزن
۱۰	تخلخل (%)	۵۹۸۰	فشار نقطه شبنم (psi)
۰/۲۸۵	شعاع چاه (ft)	۲۱۱	دمای مخزن (°F)
۱۲۰۰۰	شعاع مخزن (ft)	۱۰۰	ضخامت مخزن (ft)
۴۰	اشباع آب همزاد (%)	۱۰	تراوایی مخزن (mD)
		۶۰	اشباع اولیه گاز (%)

جدول ۲ ترکیب سیال گازی و سهم هرکدام در مخزن

N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	GPR1	GPR2	GPR3	نمونه سیال گاز واقعی
۰/۷۲	۱/۴۲	۸۶/۵۸	۷/۰۳	۲/۷۹	۱/۲۳	۰/۲۰	درصد ترکیب مولی

نتایج و بحث

رابطه افزایش نرخ تولید و ضریب پوسته

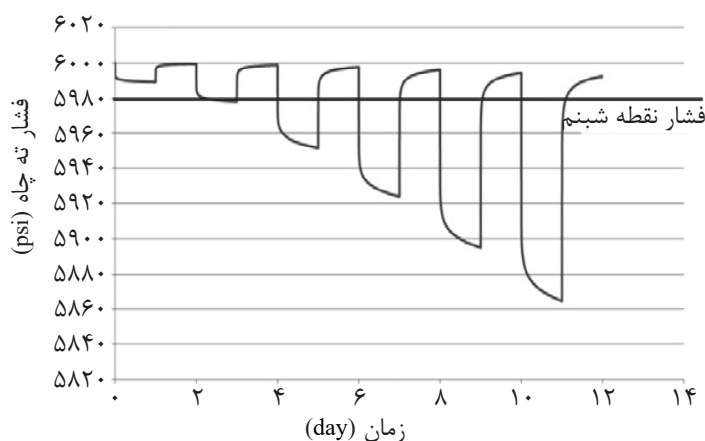
در این بخش به بررسی تاثیر روند افزایشی نرخ تولید می‌پردازیم. با این فرض که فشار مخزن گازمیعانی کمی بالاتر از فشار نقطه شبنم (6000 psi) و در ابتدا به صورت تک‌فاز متحرک گاز است شروع به تولید می‌نماییم. تاریخچه تولید در جدول ۳ برای افزایش نرخ تولید و در شکل ۳ آورده شده است. سناریو تولید در این مخزن به این گونه است که در ابتدا مخزن با نرخ پایین به مدت یک روز شروع به تولید می‌کند و پس از آن چاه تولیدی در مدت زمان مشابه بسته است (۱ روز)، سپس این روند به صورت متوالی برای نرخ‌های تولید بالاتر تکرار می‌شود، که به عنوان تست چاه آزمایشی ایزوکرونال مشخص گردیده است.

لازم به ذکر است، برای تست‌های خواص سیال و تعیین میعانات تشکیل شده، از معادله حالت ۳ پارامتری پنگ رابینسون^۱ استفاده شده است. همچنین پیش‌بینی‌های این مدل ترمودینامیکی با داده‌های آزمایشگاهی خواص سیال تطبیق داده^۲ شده است. برای این کار از نرم‌افزار PVTi استفاده شده است. همچنین مقادیر ضریب انبساط چاه، نیروی موینگی، ناچیز فرض شده است. در مطالعه صورت گرفته با توجه به تکمیل چاه^۳ در سراسر سازند، تاثیر ضریب پوسته ناشی از تکمیل ناقص چاه و آسیب ساختاری سازند ناچیز فرض شده است و لذا در مدل مخزنی لحاظ نگردیده است از معادله تراوایی نسبی کری که توسط لیو و همکاران برای نفت و آب نوشته شده است [۳۱] برای مدل نمودن تراوایی نسبی نفت-گاز و آب-نفت استفاده گردید اشباع گاز اولیه مخزن در جدول ۲ آورده شده است.

جدول ۳ تاریخچه تولید در طول ۱۴ روز

تاریخچه تولید	زمان (hr)	کاهش نرخ تولید (mmscf/day)	افزایش نرخ تولید (mmscf/day)
تست تولید ۱ ^۴	۲۴	۶	۰/۵
تست ساخت ۱ ^۵	۲۴	۰	۰
تست تولید ۲	۲۴	۵	۱
تست ساخت ۲	۲۴	۰	۰
تست تولید ۳	۲۴	۴	۲
تست ساخت ۳	۲۴	۰	۰
تست تولید ۴	۲۴	۳	۳
تست ساخت ۴	۲۴	۰	۰
تست تولید ۵	۲۴	۲	۴
تست ساخت ۵	۲۴	۰	۰
تست تولید ۶	۲۴	۱	۵
تست ساخت ۶	۲۴	۰	۰
تست تولید ۷	۲۴	۰/۵	۶
تست ساخت ۷	۲۴	۰	۰

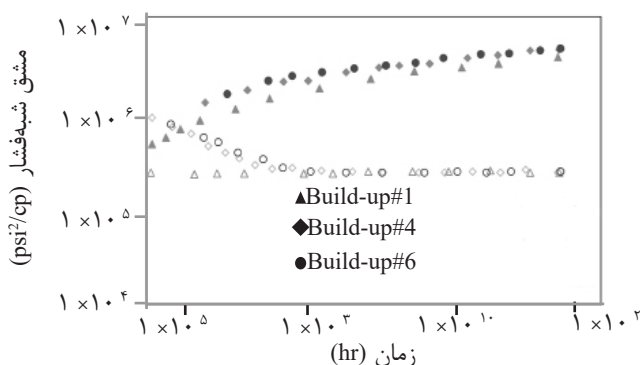
1. Peng-Robinson
2. Matched or Tuned
3. Well Completion
4. Drawdown Test
5. Build-up Test



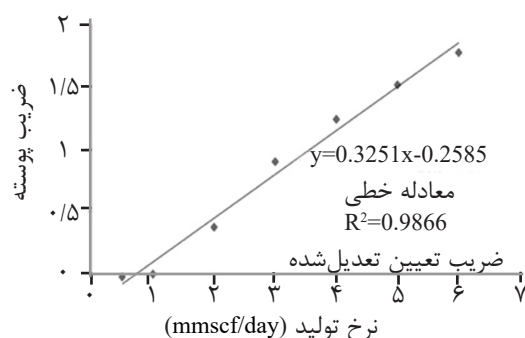
شکل ۳ تاریخچه فشار ته چاه در طول ۱۴ روز

در ابتدای پاسخ به دست آمده از نمودار چاه آزمایی مشتق شبه فشار ساخت فشار مشاهده می شود که با افزایش نرخ تولید رفته رفته بر میزان تشکیل میعانات به علت افت بیشتر فشار، افزوده شده است. این باعث افزایش افت مشتق شبه فشار و عبارتی رمپ بیشتر نمودار در اوایل پاسخ مخزن شده است که مستقیماً متأثر از تشکیل میعان بر اثر افت فشار ناگهانی و جریان غیرداری بوده است. در شکل ۵ تغییرات ضریب پوسته نسبت به نرخ تولید آمده است. مشاهده می گردد در مخازن با تراوایی کم، حضور ضریب پوسته ناشی از تکمیل چاه با وجود عدم فرض و عدم لحاظ آن در این مطالعه می تواند بسیار مشکل ساز باشد، زیرا به تنهایی به وجود آمدن ضریب پوسته ناشی از تشکیل میعانات در شکل شماره ۵ شدت تأثیر ضریب پوسته ناشی از میعانات را نشان می دهد. لذا ادغام چند عامل موثر بر افزایش ضریب پوسته تا حد زیادی بهره وری چاه را کاهش می دهد. در انتها یک تابع وزنی که رابطه میان نرخ تولید و ضریب پوسته را تعریف می نماید در شکل ۵، محاسبه گردیده است. مشاهده شده که از رگرسیون خطی بین نقاط، معادله درجه اولی که تا حد بالایی قابل قبول است و خطای تقریباً پایینی دارد، حاصل گردیده است (شکل ۵).

یکی از علل استفاده از این نوع تست استفاده از یکی از انواع روش های استاندارد چاه آزمایی در تحقیق و بررسی مدل پیش رو بوده است (حتی بازه های زمانی نیز با فرض شرایط واقعی در چاه آزمایی بوده است) استفاده از این نوع تست در مخازن با تراوایی کم کاملاً کاربردی و علاوه بر این، کاهش زمان شبیه سازی و همچنین اهمیت کنترل نوع جریان که در این تحقیق نگه داشتن شعاع بررسی مخزن در ناحیه گذرا و به عبارتی عدم ورود موج جریان به حالت پایدار مزید بر این علت که از این نوع تست با فواصل زمانی یکسان کوتاه در شرایط مقایسه ای نمودارها استفاده شده است. علاوه بر این، کنترل شرایط و روند افزایشی و کاهش میعانات در سناریوهای تولید و ساخت فشار در نرخ های متغیر به منظور بررسی رفتار این نوع مخازن در تشکیل میعان نیز دلیل دیگری بر استفاده از این نوع تست بوده است. از شکل ۳ مشاهده می شود که فقط در اولین تست تولید و ساخت فشار، فشار مخزن کاملاً بالاتر از فشار نقطه شبینم قرار دارد و به عبارتی تنها حالتی است که ضریب پوسته به دست آمده از چاه آزمایی متأثر از تشکیل میعان نیست. با افزایش نرخ تولید میزان افت فشار در هر مرحله از تولید افزایش می یابد. حال در شکل ۴ به بررسی نمودارهای لگاریتمی - لگاریتمی تست ساخت فشار مشتق شبه فشار نسبت به زمان می پردازیم.



شکل ۴ نمودارهای ساخت فشار مشتق شبه فشار نسبت به زمان برای نرخ‌های مختلف تولید



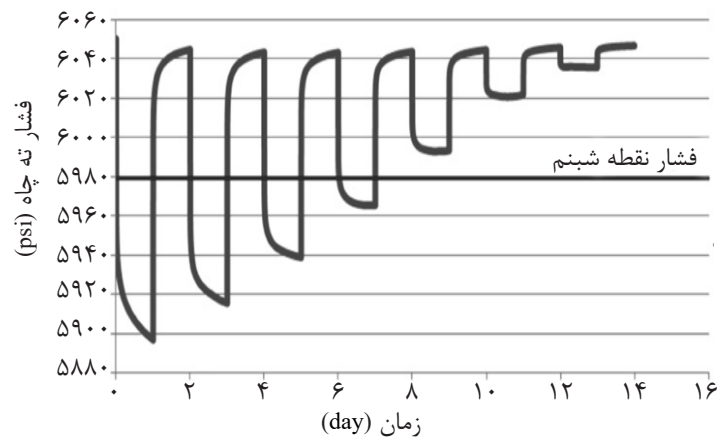
شکل ۵ رابطه میان نرخ تولید و ضریب پوسته در حالت افزایش نرخ تولید

بعدی (بست چاه) به صورت کامل تبخیر نمی‌شود [۳۲] که در این تحقیق به وضوح به صورت کاملاً مجزا در نمودارهای چاه‌آزمایی مشتق شبه فشار و همچنین میزان ضریب پوسته محاسبه شده از نمودارها این اثر مشاهده گردید (شکل ۷ و ۸). به عبارتی مشاهده می‌شود که در سناریو کاهش نرخ تولید، در ابتدا رفته رفته بر میزان تشکیل میعانات در مراحل ابتدایی تولید و ساخت فشار افزوده شده است و علت آن قرارگیری بخشی از منحنی تولید و ساخت فشار در زیر فشار نقطه شبینم تا تست ساخت فشار چهارم بوده است (طبق شکل ۶). ولی با افزایش تدریجی فشار چاه مادامی که فشار به بالاتر از فشار نقطه شبینم رفته و به عبارتی دیگر تشکیل میعان در مخزن رخ نداده، ساخت فشار موجب کاهش بانک میعانی در اطراف چاه گردیده است. ملاحظه می‌گردد کاهش میعان متأثر از کاهش افت فشار ناگهانی ناشی از نرخ پایین تولید و کاهش پارامتر غیرداری در مخزن نیز بوده است (رابطه ۷).

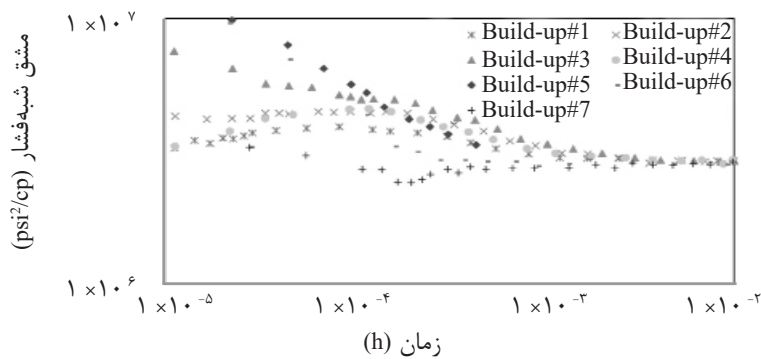
رابطه محاسبه شده در شکل ۵ که بیانگر خطی بودن رابطه ضریب پوسته و نرخ تولید در جریان غیرداری است، در بخش پیشین و در رابطه ۷ نیز آورده شده است، که استخراج این رابطه صحت اندازه‌گیری پارامتر ضریب پوسته را در نرخ تولید متغیر نشان می‌دهد.

رابطه کاهش نرخ تولید و ضریب پوسته

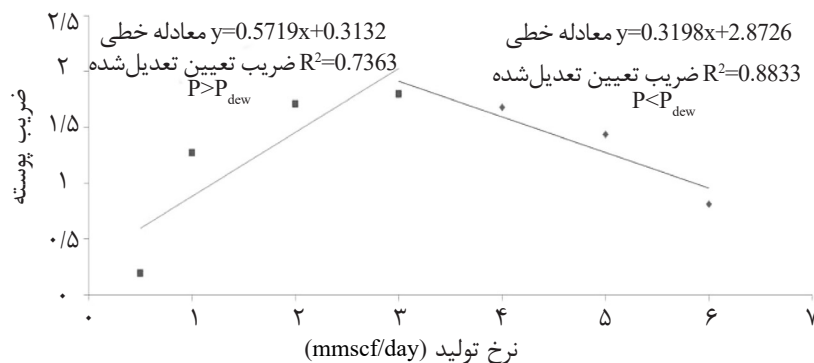
در این مدل در ابتدا با در نظر گرفته شدن این فرض که فشار مخزن ۶۰۵۰ psi و بیشتر از فشار نقطه شبینم و به صورت تک‌فاز گاز است شروع به تولید می‌کند. سناریو تولید و بست چاه در جدول ۳ برای کاهش نرخ تولید و تاریخچه تغییرات فشار چاه در شکل ۶ آورده شده است. زمان بندی سناریو مشابه بخش پیش و تفاوت تنها در نرخ تولید است. حال در شکل ۷ به بررسی نمودار لگاریتمی-لگاریتمی تست ساخت شبه فشار و مشتق شبه فشار نسبت به زمان، می‌پردازیم. بر طبق مطالعات آزمایشگاهی صورت گرفته شده بر سیال گاز میعانی، میعان تشکیل شده در مرحله تولید در ساخت فشار



شکل ۶ تاریخچه فشار ته چاه در طول ۱۴ روز



شکل ۷ نمودارهای ساخت فشار لگاریتمی- لگاریتمی شبه فشار و مشتق شبه فشار نسبت به زمان برای نرخ‌های کاهش تولید



شکل ۸ رابطه میان نرخ تولید و ضریب پوسته در حالت کاهش نرخ تولید

نقطه شبنم، با کاهش نرخ تولید روندی کاهش‌ی در مقدار ضریب پوسته داشته‌ایم. رابطه بین نرخ تولید و ضریب پوسته ایجاد شده می‌تواند پیش‌بینی مناسب از تاثیر نرخ تولید متفاوت بر آینده مخزن نشان دهد. این بدان معناست که با اجرای سناریوهای تولید و ساخت فشار در مدل مخزن می‌توان برای هر مخزن به معادلات مشابه

در نهایت دو تابع وزنی درحالتی که منحنی فشار بالاتر از فشار نقطه شبنم و پایین‌تر از فشار نقطه شبنم باشد که رابطه میان نرخ تولید و ضریب پوسته را در زمان افزایش و کاهش میعان‌ات تعریف نماید در شکل ۸ آورده شده است. مشاهده می‌شود که برای فشارهای زیر فشار نقطه شبنم، با کاهش نرخ تولید روندی افزایشی و برای فشارهای بالای

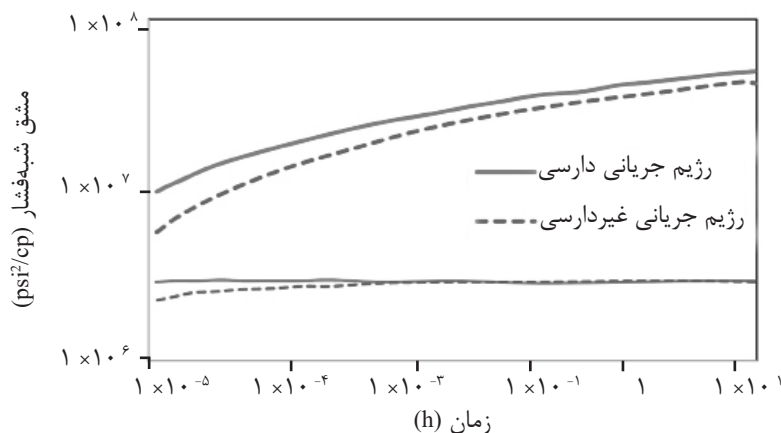
جریانی دارسی حاکم است، مقدار ضریب پوسته کوچک‌تر از حالتی است که اثر جریان غیرداری در مدل مخزنی لحاظ گردیده است و تفاوت آن دو در ابتدای پاسخ مخزن کاملاً مشهود است. تفاوت میان ضریب پوسته‌های به‌دست آمده اثر ناشی از جریان غیرداری نسبت به جریان دارسی را در مخزن نشان می‌دهد که جریان غیرداری به‌صورت یک افت فشار اضافی در مدل لحاظ می‌گردد.

در ادامه به بررسی اثر هم‌زمان ناشی از تشکیل میعان در مدل جریان غیرداری می‌پردازیم. مطابق شکل ۱۰ مشاهده می‌گردد برای حالتی که فشار مخزن بالاتر از فشار نقطه شبنم بوده است، ضریب پوسته به‌دست آمده تنها ناشی از جریان غیرداری و برای حالتی که فشار مخزن پایین‌تر از فشار نقطه شبنم بوده است ضریب پوسته به‌دست آمده ناشی از اثر توام جریان غیرداری و تشکیل میعانات در اطراف چاه بوده است. حضور میعانات موجب افت فشار اضافی و رمپ بیشتر نمودار مشتق شبه‌فشار را موجب شده است. لذا تاثیر ضریب پوسته ناشی از حضور میعانات به وضوح اثر افت فشار اضافی در مخزن را نشان می‌دهد.

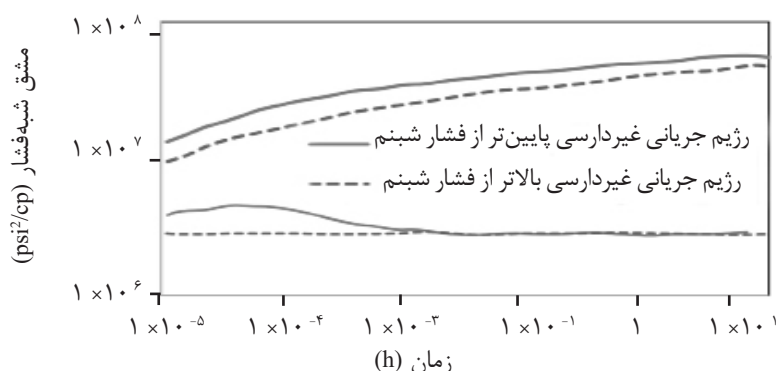
رسید، که کمک شایانی در پیش‌بینی ضریب پوسته در نرخ‌های تولید متغیر می‌کند. همچنین این رفتار نشان می‌دهد بستن چاه برای کاهش میعانات در سناریوهای واقعی تولید و ساخت فشار نمی‌تواند پاسخ مطلوبی در کاهش میعانات در مخزن بدهد زیرا با کاهش زیاد نرخ تولید در مخزن میزان ضریب پوسته کاملاً ناچیز نگردیده است و مقدار قابل توجهی را نشان می‌دهد.

بررسی تاثیر نوع جریان غیرداری بر ضریب پوسته

در این بخش به دلیل تغییر نوع رژیم جریانی از جریان دارسی به جریان غیرداری، به بررسی آن و ارزیابی میزان تغییرات ضریب پوسته می‌پردازیم. در ابتدا یک مدل مخزنی (مشابه مدل پیشین) در فشار بالاتر از فشار نقطه شبنم (7000 psi) با لحاظ جریان دارسی و غیرداری بررسی می‌شود. نکته مورد اهمیت در آن است که در هر دو سناریوی تولید، هیچ‌گونه میعانی تشکیل نمی‌گردد و ضریب پوسته به‌دست آمده تنها ناشی از نوع رژیم جریانی است. فرض تولید به‌صورت تولید با نرخ ثابت و مقدار 7000 mmscf/day است. مطابق شکل ۹ مشاهده می‌گردد که برای حالتی که نوع رژیم



شکل ۹ نمودارهای ساخت فشار لگاریتمی- لگاریتمی شبه‌فشار و مشتق شبه‌فشار نسبت به زمان برای رژیم جریانی دارسی و غیرداری



شکل ۱۰ نمودارهای ساخت فشار لگاریتمی- لگاریتمی شبه فشار و مشتق شبه فشار نسبت به زمان برای رژیم جریانی غیرداری در فشار بالاتر و پایین تر از فشار نقطه شبنم

نتیجه گیری

۱- در مخازن با تراوایی کم، حضور ضریب پوسته ناشی از تکمیل چاه می تواند بسیار مشکل ساز باشد. زیرا به وجود آمدن ضریب پوسته ناشی از تشکیل میعانات و ضریب پوسته ناشی از آسیب سازند اگر با یکدیگر در مخزن ایجاد شود تا حد زیادی بهره وری چاه و تولید را کاهش داده، از این رو در این گونه مخازن تا حد زیادی استفاده از روش های حفاری کارآمد که کمترین آسیب در محدوده ضریب پوسته مکانیکی را دارد پیشنهاد می شود.

۲- همان طور که ملاحظه شد به دست آوردن یک رابطه بین نرخ تولید و ضریب پوسته ایجاد شده می تواند پیش بینی مناسب از تاثیر نرخ تولید متفاوت بر آینده مخزن نشان دهد. این بدان معناست که با اجرای سناریوهای تولید و ساخت فشار در شبیه ساز می توان برای هر مخزن به معادلات مشابه در مخزن رسید که کمک فراوانی در پیش بینی ضریب پوسته در نرخ های تولید متغیر دیگر به ما می دهد.

۳- مشاهده می شود که در سناریو کاهش نرخ

تولید، در ابتدا رفته رفته بر میزان تشکیل میعانات در مراحل ابتدایی تولید و ساخت فشار افزوده شده است و علت آن قرارگیری منحنی تولید و ساخت فشار در زیر فشار نقطه شبنم است و به عبارتی دیگر در مخازن گاز میعانی سبک، میعان تشکیل شده در هر مرحله از تست تولید در تست ساخت فشار بعدی به صورت کامل تبخیر نمی شود.

۴- رابطه محاسبه شده در خصوص رابطه به دست آمده از چاه آزمایی بیانگر رابطه خطی ضریب پوسته و نرخ تولید در جریان غیرداری است، که در بخش پیشین و در رابطه ۷ نیز آورده شده است، که استخراج این رابطه صحت اندازه گیری پارامتر ضریب پوسته را در نرخ تولید متغیر نشان می دهد. ۵- رفتار مخازن گاز میعانی سبک نشان می دهد بستن چاه برای کاهش میعانات در سناریوهای واقعی تولید و ساخت فشار نمی تواند پاسخ مطلوبی در کاهش میعانات در مخزن بدهد زیرا با کاهش زیاد نرخ تولید در مخزن میزان ضریب پوسته کاملاً ناچیز نگردیده است و مقدار قابل توجهی را نشان می دهد.

مراجع

- [1]. D. Afidick N., Kaczorowski and Bette S., "Production performance of a retrograde gas reservoir: a case study of the Arun field" in: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Society of Petroleum Engineers, 1994.
- [2]. Lal R. R., "Well testing in gas-condensate reservoirs," Stanford University, 2003.
- [3]. Montazeri M. and Sadeghnejad S., "An investigation of optimum miscible gas flooding scenario: a case study

- of an Iranian carbonates formation," Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology, Vol. 6, No. 3, pp. 41-54, 2017.
- [4]. Nasriani H. R., Asadi E., Nasiri M., Khajenoori L. and Masihi M., "Challenges of fluid phase behavior modeling in Iranian retrograde gas condensate reservoirs," Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, Vol. 37, No. 6, pp. 663-669, 2015.
- [5]. Caliskan H. and Akin S., "Near critical gas condensate relative permeability of carbonates," The Open Petroleum Engineering Journal, Vol. 12, No. 1, pp. 30-41, 2008.
- [6]. Arabloo M., Shokrollahi A., Gharagheizi F. and Mohammadi A. H., "Toward a predictive model for estimating dew point pressure in gas condensate systems," Fuel processing technology, Vol. 116, pp. 317-324, 2013.
- [7]. Majidi S. M. J., Shokrollahi A., Arabloo M., Mahdikhani-Soleymanloo R. and Masihi M., "Evolving an accurate model based on machine learning approach for prediction of dew-point pressure in gas condensate reservoirs," Chemical Engineering Research and Design, Vol. 92, No. 5, pp. 891-902, 2014.
- [8]. Mohammadi H., Sedaghat M. H. and Manshad A. K., "Parametric investigation of well testing analysis in low permeability gas condensate reservoirs," Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 14, No., pp. 17-28, 2013.
- [9]. Chunmei S., "Flow behavior of gas condensate wells," Master's Thesis, Stanford University, USA. Retrieved from <http://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/pereports/MS/Shi05.pdf>, 2005.
- [10]. Hashemi A., "Evaluation of horizontal gas-condensate wells using pressure transient analysis and compositional simulation," Doctoral Thesis, Imperial College London (University of London), 2006.
- [11]. Yousefi S. H., Eslamian A. and Rashidi F., "Investigation of well test behavior in gas condensate reservoir using single-phase pseudo-pressure function," Korean Journal of Chemical Engineering, Vol. 31, No. 1, pp. 20-28, 2014.
- [12]. Boogar A. S., Gerami S. and Masihi M., "New modification on production data of gas condensate reservoirs for rate transient analysis," Petroleum Science and Technology, Vol. 32, No. 5, pp. 543-554, 2014.
- [13]. Al-Hussainy R., Ramey H. Jr and Crawford P., "The flow of real gases through porous media," Journal of Petroleum Technology, Vol. 18, No. 05, pp. 624-636, 1966.
- [14]. Jones J. and Raghavan R., "Interpretation of flowing well response in gas-condensate wells (includes associated papers 19014 and 19216)," SPE Formation Evaluation, Vol. 3, No. 03, pp. 578-594, 1988.
- [15]. Chopra A. K. and Carter R. D., "Proof of the two-phase steady-state theory for flow through porous media," SPE Formation Evaluation, Vol. 1, No. 06, pp. 603-608, 1986.
- [16]. Roussennac B., "Gas condensate well test analysis," Thesis, Stanford University, 2001, pp. 1-99.
- [17]. Bozorgzadeh M. and Gringarten A. C., "New Estimate for the radius of a condensate bank from well test data using dry gas pseudo-pressure," in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, Society of Petroleum Engineers Source, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September, Houston, Texas 2004.
- [18]. Boogar A. S. and Masihi M., "New technique for calculation of well deliverability in gas condensate reser

- voirs," Journal of Natural Gas Science and Engineering. Vol. 2, No. 1, pp. 29-35, 2010.
- [19]. Gringarten A. C., Bozorgzadeh M., Hashemi A. and Daungkaew S., "Well test analysis in gas condensate reservoirs: theory and practice," in: SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [20]. O'Dell H., "Successfully cycling a low-permeability, high-yield gas condensate reservoir," Journal of Petroleum Technology, Vol. 19, No. 01, pp. 41-47, 1967.
- [21]. Fussell D., "Single-well performance predictions for gas condensate reservoirs," Journal of Petroleum Technology, Vol. 25, No. 07, pp. 860-870, 1973.
- [22]. Raghavan R., Chu W. C. and Jones J. R., "Practical considerations in the analysis of gas-condensate well tests," in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 22-25 October, Dallas, Texas, 1995.
- [23]. Fevang Ø. and Whitson C., "Modeling gas-condensate well deliverability," SPE Reservoir Engineerin, Vol. 11, No. 04, pp. 221-230, 1996.
- [24]. Mott R., "Engineering calculations of gas-condensate-well productivity," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 6, No. 05, pp. 298-306, 2003.
- [25]. Farhoodi S., Sadeghnejad S. and Dehaghani A. H. S., "Simultaneous effect of geological heterogeneity and condensate blockage on well test response of gas condensate reservoirs," Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 66, No., pp. 192-206, 2019.
- [26]. Forchheimer P., "Hydraulik," BG Teubner, Leipzig: Berlin, 1924.
- [27]. Li D. and Engler T. W., "Literature review on correlations of the non-darcy coefficient," in: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [28]. Henderson G., Danesh A., Tehrani D. and Al-Kharusi B., "The relative significance of positive coupling and inertial effects on gas condensate relative permeabilities at high velocity," in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2000.
- [29]. Bennion D., Thomas F. and Schulmeister B., "Retrograde condensate dropout phenomena in rich gas reservoirs-impact on recoverable reserves, permeability, diagnosis, and stimulation techniques," Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 40, No. 12, 2001.
- [30]. Beidokhti M., Arabjamaloei R., Hashemi A., Edalatkhah S., Nabaei M., Malakooti R. and Jamshidi E., "Dealing with the challenges of the rate-dependent skin phenomenon in a gas condensate reservoir: a simulation approach," Petroleum Science and Technology, Vol. 29, No. 21, pp. 2177-2190, 2011.
- [31]. Liu J., Wilkins J., Al-Qahtani M. and Al-Awami A., "Modeling a rich gas condensate reservoir with composition grading and faults," in: SPE Middle East Oil Show, Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [32]. Vo H. X., "Composition variation during flow of gas-condensate wells," MS thesis, Stanford University, Stanford, California, September 2010.



Petroleum Research

Petroleum Research, 2019(August-September), Vol. 29, No. 106, 1-4

DOI: 10.22078/pr.2018.3293.2514

Investigating Skin Factor Caused by Production Rate in Gas Condensate Reservoirs with Non-darcy Flow

Shahab Farhoodi, Saeid Sadeghnejad* and Amir Hossein Saeedi Dehaghani

Department of Petroleum Engineering, Faculty of Chemical Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran

sadeghnejad@modares.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2018.3293.2514

Received: May/02/2018

Accepted: December/03/2018

INTRODUCTION

It is essential to understand gas condensate reservoir behaviour, correctly. A special way of meeting this requirement is taking the advantage of well testing analyses. The simultaneous presence of condensate and gas in a reservoir alters the gas relative permeability around a production well. It influences the well test responses. Moreover, another parameter that more alters this behavior is non-Darcy flow of fluid around the well. Furthermore, some factors, such as the rate of production and type of gas condensate reservoirs play a crucial role in condensate formation. These factors have important impacts on the formation of condensate. In other words, they add additional skin factors that are caused by the formation of condensation around wells.

The techniques for analyzing the production data of single-phase oil and gas reservoirs have

progressed significantly in recent years [1]. The well testing methods used for the interpretation of single-phase reservoirs due to the higher compressibility of the present fluids (i.e, gas and condensate) cannot be implemented in gas condensate reservoirs. Therefore, various methods such as pressure squared method or pseudo pressure approach have been introduced for predicting the behavior of these reservoirs. Recent efforts to investigate the behavior of condensate reservoirs reveals that when the bottom hole pressure of a well is lower than the dew point pressure, a condensate bank spreads around a production well. This mechanism forms radial flow around the well [2]. The condensate bank continues to grow as pressure decreases. The relative permeability of gas around the well decreases, which reduces the gas production from the well [3]. Therefore, recognizing the condensate bank behaviour is essential

in predicting the behavior of condensate reservoirs. The condensate bank size changes in different regions around the well over the lifetime of the reservoir [4]. The flow regimes around a condensate well have been studied by a lot of researchers and two-region and three-region models have been introduced [5].

The aim of this study is to consider the correlation between production rate and the skin factor. The data obtained from a compositional reservoir model is implemented to investigate the transient behavior around the producing well and reinterpreting the results of the reservoir model during well test analysis. In this way, by creating different scenarios of production and build-up tests, we examine the effect of downward and upward trends of the production rate on the condensate formation and its effect on the well-test data. Some weight functions to represent production rate changes versus skin factor are developed as well.

METHODOLOGY

Near-wellbore areas have the most significant impact on well productivity, especially in condensate reservoirs. Therefore, consideration of effective parameters on the composition of condensate in these areas is so important. The well-testing of condensate gas reservoirs is one of the most important methods to analyze these reservoirs. Therefore, by investigating different scenarios of drawdown and build-up tests, the effect of increasing production rate on condensate formation and on the response of the wells are investigated. The effect of production rate changes on the skin factor was studied as well. At high production rates, the formation of a condensation bank and the effect of non-Darcy

flow increases the skin factor. This skin factor rising causes more energy loss of the reservoir over the production time.

In this study, a cylindrical reservoir model with a vertical well at its center was assumed. The reservoir system was created with a commercial reservoir simulator. The reservoir properties are summarized in Table 1. The fluid properties are determined based on the Ping Robinson equation of state. The Corey relative permeability equation was used to model the relative permeability of condensate-gas and water-condensate systems.

Table 1: Reservoir and well properties.

Properties	Value	Properties	Value
Dew point	psi 5980	Porosity	% 10
Temperature	F 211	Reservoir Radius	12,000 ft
Thickness	ft 100	Well Radius	ft 0.285
Permeability	md 10	Initial water saturation	% 40

RESULTS AND DISCUSSION

RELATIONSHIP BETWEEN PRODUCTION RATES RISING AND SKIN FACTOR

With the assumption that the pressure of the gas condensate reservoir is slightly higher than its dew point pressure (6000 psi), the well begin to produce the condensate fluid. The production scenario in this model is that at first, the reservoir flows for one day. Then, the well is shut in for another 1 day. The process is sequentially repeated for higher production rates (i.e. isochronal test). Only in the first test, the pressure of the reservoir is quite higher than the dew point pressure. Fig. 1 shows the log-log plot of pressure and pressure derivative versus time of different build-up tests.

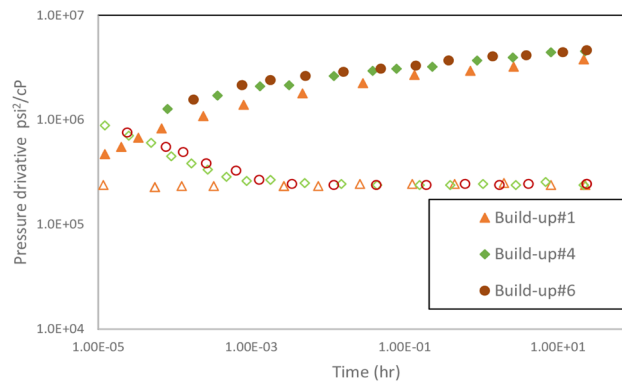


Figure 1: Pressure and pressure derivative plots for different production rates.

By increasing production rates, the amount of condensate formation has increased due to a further pressure drop in the reservoir. This led to an increase in the fall of the derivative plot and higher ramp at the early time responses, which is directly influenced by the more condensation effect.

INVESTIGATION OF THE EFFECT OF NON-DARCY FLOW ON SKIN FACTOR

In this study, the skin factor changes when the flow regime switches from Darcy to non-Darcy flow. Initially, the reservoir model was considered at a pressure above its dew point pressure

(6000 psi). The important point is that in both production scenarios, no condensation is formed and the obtained skin factor is related to the type of the flow regime. The well production is fixed at the rate of 7000 MMSCF/DAY. According to Fig. 2, it is observed that for a state in which the type of Darcy flow regime is dominant, the skin factor is smaller than that in the non-Darcy flow. Moreover, the difference between these two models at the beginning of the reservoir response is quite evident. It shows that the non-Darcy flow has an additional pressure drop in the model.

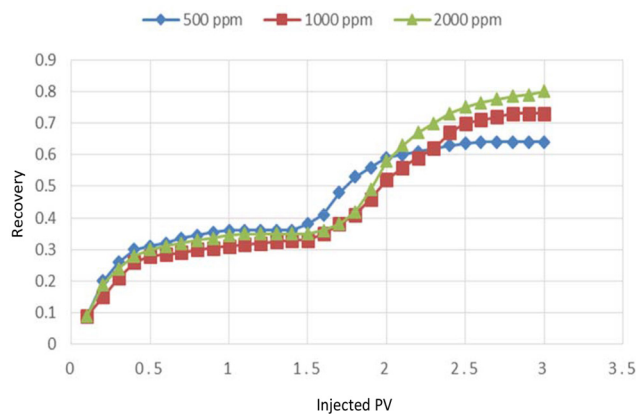


Figure 2: Log-log plot of build-up test for Darcy and non-Darcy flow.

CONCLUSIONS

- The appearance of condensate in a formation brings higher pressure drop and more skin factor in the formation.
- In low permeability reservoirs, the presence of skin factor due to well completion can be very problematic. Because the simultaneous presence of skin from condensate and reservoir damage greatly reduced the amount of well production.
- The calculations shows a linear relationship between skin factor and production rate in a non-Darcy flow.

REFERENCES

- [1]. Boogar A. S., Gerami S. and Masihi M., "New modification on production data of gas condensate reservoirs for rate transient analysis," *Petroleum Science and Technology*, Vol. 32, No. 5, pp. 543-554, 2014.
- [2]. Bozorgzadeh M. and Gringarten A. C., "New Estimate for the radius of a condensate bank from well test data using dry gas pseudo-pressure," in: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, 2004.
- [3]. Boogar A. S. and Masihi M., "New technique for calculation of well deliverability in gas condensate reservoirs," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 2, No. 1, pp. 29-35, 2010.
- [4]. Gringarten A. C., Bozorgzadeh M., Hashemi A. and Daungkaew S., "Well test analysis in gas condensate reservoirs: theory and practice," in: *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [5]. Farhoodi S., Sadeghnejad S. and Dehaghani A. H. S., "Simultaneous effect of geological heterogeneity and condensate blockage on well test response of gas condensate reservoirs," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 66, No., pp. 192-206, 2019.