

## کاربرد معادلات موازنه مواد در بهره‌دهی مخازن گاز-میعانی

احسان صدارت\* مدیریت پژوهش و توسعه شرکت ملی نفت ایران

شهاب غزالی\* مدیریت پژوهش و توسعه شرکت ملی نفت ایران

محمود مویندی\* مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران

چکیده

معادلات بهره‌دهی و نقش آنها در پیش‌بینی تولید از مخزن همواره به‌عنوان یک روش پرکاربرد مورد اقبال مهندسان بوده است. در یک نگاه کلی معادله بهره‌دهی از دو قسمت تخلیه و عملکرد جریانی تشکیل شده است. بخش تخلیه با استفاده از معادله موازنه مواد منجر به تعیین کاهش فشار مخزن می‌شود. بخش عملکرد جریانی نیز با استفاده از روابط جریانی تک‌فازی/دوفازی به تعیین کاهش فشار؛ از فشار متوسط مخزن به فشار جریانی چاه می‌پردازد. بنابراین فشار متوسط مخزن نقش تعیین‌کننده‌ای در پیش‌بینی تولید از آن مخزن خواهد داشت. به دلیل رفتارهای خاص فازی و جریانی سیال در مخازن گاز-میعانی، روابط بهره‌دهی و موازنه مواد در این مخازن از پیچیدگی خاصی برخوردار است. این تحقیق در ابتدا با هدف شناخت یک مدل تحلیلی (مدل فوننگ) جهت تخمین بهره‌دهی (تولید) در مخازن گاز-میعانی انجام شده و این مدل به‌عنوان جایگزینی برای مدل‌های شبیه‌سازی عددی معرفی شده است. بدین منظور بر اساس داده‌های مورد نیاز، معادلات تحلیلی چندفازی ارائه شده توسط فوننگ کدنویسی شده و سپس اعتبارسنجی این معادلات توسط نرم‌افزاری تجاری انجام گرفته است. هدف بعدی ارزیابی خطای ناشی از تعیین فشار متوسط مخزن و اثر آن بر محاسبات بهره‌دهی چاه است. بنابراین بر پایه موازنه مواد جریانی، روشی جهت تعیین فشار متوسط مخزن بدون نیاز به آزمایش استاتیک معرفی شده و سپس کاربرد موازنه مواد جریانی مورد ارزیابی قرار گرفته است. نتایج این بخش حاکی از عملکرد نسبتاً مناسب کاربرد فشارهای موازنه مواد در مدل تحلیلی به‌منظور تخمین بهره‌دهی مخازن گاز-میعانی است.

واژگان کلیدی: بهره‌دهی، معادلات موازنه مواد، گاز-میعانی، مدل تحلیلی

### مقدمه

مخازن گاز-میعانی یکی از انواع مخازن هیدروکربنی است که در بسیاری اوقات حد واسط بین مخازن نفتی و گازی تلقی می‌شود. این مخازن به دلیل رفتار ترمودینامیکی (فازی و جریانی) خاصشان در هنگام تولید (در مقایسه با مخازن نفتی معمولی و گاز خشک) و هم‌چنین افت فشاری که از خود نشان می‌دهند، جهت بهره‌برداری و تولید بهینه به برنامه‌ریزی و مدیریت دقیق‌تری نیاز دارند. معمولاً در زمان‌های اولیه، سیال مخازن گاز-میعانی در داخل مخزن به حالت تک‌فاز است؛ اما به مرور زمان با تولید از مخزن و افت فشار به زیر فشار نقطه شبنم، در مخزن میعانات گازی تشکیل شده و جریان فاز گاز، سبب کاهش بهره‌دهی می‌شود. تشکیل میعانات در مخزن می‌تواند بهره‌دهی چاه را تا چندین برابر کاهش دهد [۱]. بنابراین در نظر گرفتن انسداد میعانات در مخزن و دهانه چاه، در محاسبات بهره‌دهی مخازن گاز-میعانی از اهمیت فراوانی برخوردار است.

### ۱- پیشینه

اصولاً فشار اولیه مخازن معمول گاز-میعانی بیشتر از فشار نقطه شبنم سیال است. به همین دلیل معمولاً این نوع مخازن ابتدا مخازن گازی تک‌فاز هستند. با شروع تولید از مخزن، فشار اطراف چاه کاهش یافته و این افت فشار از دهانه چاه به سمت مرزهای مخزن پیش می‌رود. وقتی که فشار به پایین‌تر از فشار نقطه شبنم سیال برسد، مقداری مایع تشکیل می‌شود. میعانات به تله افتاده، در اطراف چاه یک بانک میعانی تشکیل داده و با رسیدن به اشباع بحرانی قابلیت تحرک پیدا می‌کنند. طبق تقسیم‌بندی فوننگ می‌توان فضای اطراف دهانه چاه در

مخزن گاز-میعانی را به سه ناحیه مختلف جریانی تقسیم کرد [۱] که عبارتند از:

**الف) ناحیه اول:** در این ناحیه که نزدیک‌ترین ناحیه به چاه است هر دو فاز میعانات و گاز حضور داشته و با سرعت‌های متفاوت در حرکت می‌کنند. این ناحیه با گذشت زمان و با افزایش غلظت سیالات اولیه مخزن گسترش می‌یابد. در این حالت تراوایی گاز حتی می‌تواند تا ۱۰ درصد تراوایی اولیه کاهش یابد [۳]. بنابراین می‌توان گفت بیشترین کاهش میزان بهره‌دهی به دلیل کاهش تراوایی نسبی گاز در این ناحیه اتفاق می‌افتد.

**ب) ناحیه دوم:** در این ناحیه میعانات تولید شده به اشباع لازم جهت تحرک (حد بحرانی<sup>۲</sup>) نرسیده‌اند و بنابراین در ناحیه دوم تنها فاز گاز متحرک است. در این ناحیه به دلیل زیاد بودن تراوایی نسبی گاز، میزان کاهش بهره‌دهی کم است. نخستین بار در سال ۱۹۸۳ ویتسون و ترپ نشان دادند که مقدار میعانات گازی تشکیل شده در این ناحیه را می‌توان با انجام آزمایش تخلیه با حجم ثابت و تصحیح آن برای فاز آب به دست آورد [۴]. پس از آنها فوننگ و ویتسون در سال ۱۹۹۵ بر این موضوع تاکید کردند [۲].

**ج) ناحیه سوم:** در این ناحیه که دورترین ناحیه از چاه تولیدی است، تنها فاز گاز حضور داشته و میعانات تولید نمی‌شود. در مخازن گاز-میعانی که فشار آنها بیشتر از فشار نقطه شبنم است، همواره ناحیه سوم وجود دارد. شکل ۱- شماتیک سه ناحیه مخزنی مورد اشاره را نشان می‌دهد.

\* نویسنده عهده‌دار مکاتبات (fmoayyedi83@gmail.com)



$$C = \frac{2\pi a_1 kh}{\ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right) - 0.75 + s} \quad (3)$$

که در آن  $a_1$  برابر است با:

$$a_1 = 1/(2\pi \times 141.2) \quad (4)$$

از سوی دیگر در مخازن گاز-میعانی چون جریان چندفازی است، معادله بهره‌دهی به‌شکلی نوشته می‌شود که آثار وجود فازهای گاز و میعانات را در خود داشته باشد:

$$q_g = C \int_{P_{wf}}^{P_k} \left( \frac{K_{rg}}{B_{gd} \mu_g} + R_s \left( \frac{K_{ro}}{B_{gd} \mu_o} \right) \right) dP \quad (5)$$

بر اساس روابط بالا، معادله بهره‌دهی و طبیعتاً انتگرال شبه‌فشار در مخازن گاز میعانی تابعی از مقادیر فشار، نسبت گاز به نفت و تراوایی نسبی است. با تعریف انتگرال‌های شبه‌فشاری بر اساس تقسیم‌بندی سه ناحیه تولیدی نزدیک چاه، می‌توان معادله بهره‌دهی مورد اشاره را بر اساس افت فشار موجود به سه انتگرال تقسیم کرده و محاسبات را برای هر ناحیه (نواحی سه‌گانه شکل ۱-۱) جداگانه انجام داد. روابط ۶ و ۷ این محاسبات را به صورت کلی و تفکیکی نشان می‌دهند:

$$\Delta P_p = \int_{P_{wf}}^{P_R} \left( \frac{K_{rg}}{B_{gd} \mu_g} + R_s \left( \frac{K_{ro}}{B_{gd} \mu_o} \right) \right) dP \quad (6)$$

$$\Delta P_p = K_{rg} (S_{wi}) \int_{P_d}^{P_R} \left( \frac{1}{B_{gd} \mu_g} \right) dP + \int_{P_0}^{P_d} \left( \frac{K_{rg}}{B_{gd} \mu_g} \right) dP + \int_{P_{wf}}^{P_0} \left( \frac{K_{rg}}{B_{gd} \mu_g} + R_s \left( \frac{K_{ro}}{B_{gd} \mu_o} \right) \right) dP \quad (7)$$

در نهایت با ضرب شدن در  $C$  (که در بالا توضیح داده شد) در مجموع انتگرال‌های بالا، میزان بهره‌دهی چاه در مخزن گاز-میعانی حاصل می‌شود.

### ۳- بیان مسئله

اصولاً معادلات بهره‌دهی از دو قسمت تخلیه<sup>۵</sup> و عملکرد جریانی<sup>۶</sup> تشکیل

۴ ترکیب گاز غنی		۲ ترکیب گاز رقیق	
جزء	درصد مولی	جزء	درصد مولی
C1	۷۳	C1	۸۲
C4	۲۰	C4	۱۱
C7	۳	C7	۶/۲
C10	۲	C10	۰/۴
C14	۲	C14	۰/۴

۳ خصوصیات اصلی سیال رقیق			
دما (فارنهایت)	نسبت میعانات به گاز (بشکه/میلیون فوت مکعب)	حد اکثر اشباع میعانات (درصد)	فشار شبنم (پام)
۲۰۰	۴۴/۸	۱۰/۱۹	۳۱۳۳/۷۳

جدول ۱- که بیانگر مطالعات فیونگ در سال ۱۹۹۵ است به خوبی تشکیل نواحی مختلف در شرایط فشار چاه و مخزن را نشان می‌دهد. با توجه به تئوری ارائه شده توسط فیونگ در خصوص وجود سه ناحیه اطراف چاه، می‌توان بهره‌دهی چاه را بر اساس میزان تحرک گاز و میعانات در مخزن محاسبه کرد.

### ۲- محاسبه بهره‌دهی چاه در مخزن گاز-میعانی

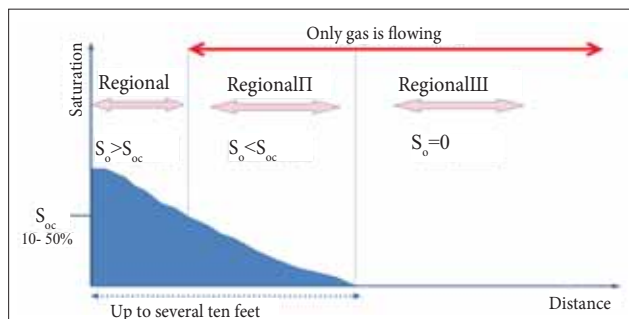
همان‌طور که اشاره شد، در ابتدای تولید از مخزن گاز-میعانی، تنها ناحیه سوم وجود دارد و تنها فاز جریانی موجود، فاز گاز می‌باشد که در این حالت به کارگیری معادلات بهره‌دهی گاز خشک منطقی به نظر می‌رسد. با گذشت زمان و کاهش فشار به زیر فشار نقطه شبنم سیال اولیه، نواحی اول و دوم نیز تشکیل شده و با جریان گاز تولیدی، حالت تک‌فاز از بین خواهد رفت که در چنین حالتی دیگر معادلات بهره‌دهی گاز خشک قابل اتکا نیست. در این حالت جهت محاسبه میزان بهره‌دهی و نرخ تولیدی چاه، از انتگرال شبه‌فشاری چندفازی<sup>۴</sup> استفاده می‌شود. به‌طور کلی می‌توان معادلات بهره‌دهی در مخزن گازی را به شکل زیر تعریف کرد [۵]:

$$q_g = C \Delta P \quad (1)$$

با توجه به تک‌فازی بودن مخازن گازی در این حالت می‌توان نوشت:

$$\Delta P = K_{rg} (S_{wi}) \int_{P_{wf}}^{P_R} \frac{1}{B_{gd} \mu_g} dP \quad (2)$$

$C$  که بیانگر خواص سنگ و نیز هندسه مخزن می‌باشد (با فرض مخزن با هندسه استوانه‌ای) به شکل زیر تعریف می‌شود:



۱ | شماتیک سه ناحیه جریانی در نزدیک چاه برای مخزن گاز-میعانی

۱   حضور یا عدم حضور نواحی سه‌گانه جریانی با توجه به شرایط مخزن و چاه [۲]			
ناحیه سوم	ناحیه دوم	ناحیه اول	شرایط فشاری
وجود دارد	-	-	$P_{wf} > P_d$
وجود دارد	ممکن است وجود داشته باشد	وجود دارد	$P_{wf} < P_d$ and $P_f > P_d$
-	ممکن است وجود داشته باشد	وجود دارد	$P_f < P_d$

نسبت میعانات به گاز محلول ( $I_g$ )، ضرایب حجمی نفت و گاز ( $B_o, B_g$ ) و گرانیروی های نفت و گاز ( $\mu_o, \mu_g$ ) حاصل از سیالات واقعی (یا ساخته شده) طبق رابطه ارائه شده توسط فتکوویچ، محاسبه می شود [۶]. از سوی دیگر، با مقایسه مقادیر فشار متوسط مخزن، فشار جریانیه ته چاهی و فشار نقطه شبنم اولیه مخزن، در هر زمان می توان انتگرال های شبه فشاری مربوط به هر کدام از نواحی سه گانه را محاسبه کرده، با محاسبه افت فشار کلی، نرخ تولیدی را از طریق معادله تحلیلی به دست آورد. در این حالت اگر فشار مخزن و فشار جریانیه ته چاهی از فشار نقطه شبنم بیشتر باشد، تنها ناحیه سوم وجود خواهد داشت. اگر فشار مخزن بیشتر و فشار جریانیه ته چاهی کمتر از فشار نقطه شبنم اولیه مخزن باشد، هر سه ناحیه تولیدی در معادلات وارد خواهند شد و در نهایت در حالتی که فشار مخزن نیز از فشار شبنم اولیه کمتر باشد، تنها نواحی اول و دوم می توانند در معادلات وارد شوند. نکته مهم اینکه مرز ناحیه اول در هر لحظه با فشار  $P^*$  مشخص می شود.  $P^*$  فشاری است که در آن نسبت گاز به نفت تولیدی (GOR) با عکس نسبت میعانات به گاز محلول ( $I_g$ ) برابر باشد. نکته قابل توجه اینکه دست یابی به تمامی متغیرهای مورد نیاز جهت حل معادله تحلیلی در حالت واقعی (میدانی) به غیر از فشار متوسط مخزن تقریباً به راحتی امکان پذیر است. در هر لحظه همان گونه که در بخش قبل مطرح شد، به دست آوردن فشار مخزن در حالت واقعی نیازمند توقف تولید، بستن چاه و انجام آزمایش های استاتیک می باشد. در صورت تطابق مناسب معادلات موازنه مواد، استفاده از آنها به صورت معکوس می تواند جایگزین فشار اندازه گیری شده مخزن توسط آزمایش های استاتیک شود و از انجام این آزمایش ها بی نیاز باشیم.

#### ۴-۱- ساخت مدل خواص سیالات و مدل مخزنی

جهت ساخت مدل خواص سیالات، نرم افزار تحلیل خواص سیالات PVTi از بسته شبیه سازی GEOQUEST استفاده شده است. بدین منظور ابتدا داده های ترکیب درصد سیالات مورد نظر وارد نرم افزار شده و دیاگرام فاز اولیه رسم گردیده است. سپس با استفاده از معادله حالت Peng-Robinson سه متغیره،

سیال غنی	سیال رقیق	سیال مقایسه شده با خروجی شبیه ساز (واحد)
۱۰۰	۴۰	نرخ تولیدی (میلیون فوت مکعب در روز)
۷۰	۵۲	تخلیه مخزن (%)
۲۵	۲۰	زمان تخلیه (سال)

بازه زمانی (روز)	بازه فشاری (پام)	نواحی انتگرالی
۱-۱۰۶۱	۳۷۲۹-۵۰۰۰	ناحیه سوم
۱۰۶۲-۱۹۶۱	۳۱۳۶-۳۷۰۹	نواحی اول و دوم و سوم
۱۹۶۲-۷۰۳۱	۱۹۵۲-۳۱۲۹	ناحیه اول و دوم

شده اند. بخش تخلیه با استفاده از معادله موازنه مواد منجر به تعیین کاهش فشار مخزن می شود. بخش عملکرد جریانیه با استفاده از روابط جریانیه تک فاز/دوفازی به تعیین کاهش فشار از فشار متوسط مخزن به فشار جریانیه چاه می پردازد. بنابراین فشار متوسط مخزن نقش تعیین کننده ای در پیش بینی تولید و بهره دهی آن خواهد داشت. از سوی دیگر، دست یابی به فشار متوسط مخزن در طول عمر آن، نیاز به انجام آزمایش های استاتیک و بستن چاه دارد که طبیعتاً با افت تولید همراه خواهد بود ولی به دلیل اهمیت حفظ سقف تولید، پذیرش این امر چندان ساده نیست. بنابراین دست یابی به فشار مخزن با روش سنتی بستن چاه به راحتی امکان پذیر نبوده و هزینه زیادی نیز به همراه خواهد داشت. در این شرایط می توان بر اساس معادلات موازنه مواد جریانیه، فشار متوسط مخزن را بدون نیاز به آزمایش استاتیک محاسبه کرد.

بدین منظور ابتدا بر اساس داده های مورد نیاز، مدل تحلیلی چندفازی ارائه شده توسط فیونگ کدنویسی شده و اعتبارسنجی آن با استفاده از دو سیال غنی و رقیق و با سناریوهای فشار ثابت و نرخ تولید ثابت، توسط شبیه ساز ترکیبی E300 مورد ارزیابی قرار خواهد گرفت. پس از آن نیز کاربرد فشارهای حاصل از موازنه مواد جریانیه در مدل تحلیلی<sup>۷</sup> بررسی خواهد شد.

#### ۴-۲- روش کار<sup>۸</sup>

در این بخش جهت انجام محاسبات بهره دهی در مخازن گاز-میعانی، در این بخش معادلات بهره دهی و الگوریتم نهایی در معادله تحلیلی فیونگ کدنویسی شده است. با دست یابی به نرخ تولید مخزن در این حالت و مقایسه آن با خروجی های شبیه ساز می توان در صورت تطابق مناسب این معادلات، به جای شبیه ساز از آنها جهت تخمین بهره دهی استفاده نمود. نسبت تراوایی نسبی گاز به میعانات با استفاده از داده های نسبت گاز به نفت محلول ( $R_p$ )،

دما (فارنهایت)	نسبت میعانات به گاز (بشکه/میلیون فوت مکعب)	حد اکثر اشباع میعانات (درصد)	فشار شبنم (پام)
۲۲۰	۸۸/۶	۲۴/۶۶	۳۴۱۶/۴۶۸

مقدار	کمیت (واحد)
۵۰۰۰	فشار اولیه مخزن (psia)
۲۰۰	دمای مخزن (°F)
۲۰۰	ضخامت سازند (ft)
۲۰	تخلخل (%)
۱۴	تراوایی مطلق (md)
۰/۳	شعاع چاه (ft)
۳۰۰۰	شعاع تخلیه مخزن (ft)

آزمایش‌های مورد نیاز جهت دستیابی به متغیرهای لازم شبیه‌سازی شده‌اند. ترکیبات دو سیال ساخته شده در جدول ۵- تا ۸ ارائه شده‌اند. جهت ساخت مدل مخزنی از شبیه‌سازی ترکیبی E300 بهره گرفته شده است. در این حالت از مدل مخزن ساده تک‌چاه و شعاعی در حالت هموژن و تنها با یک لایه استفاده شده است. بدین منظور تعداد بلوک‌ها در جهت Z برابر با یک و در جهت X برابر با ۴۰ بلوک در نظر گرفته شده است. نحوه شبکه‌بندی به گونه‌ای است که با دور شدن از دهانه چاه اندازه بلوک‌ها به صورت لگاریتمی افزایش می‌یابد. جهت بررسی اثر تولید میعانات در اطراف ناحیه نزدیک چاه باید بلوک‌ها به اندازه کافی ریز شده باشند. چاه حفر شده در مدل در وسط مخزن قرار داشته و تولید از آن صورت می‌گیرد. اطلاعات خواص سنگ مانند تراوایی و تخلخل به صورت فرضی در نظر گرفته شده‌اند.

#### ۴-۲-۴- اعتبارسنجی مدل تحلیلی به وسیله شبیه‌سازی

در این بخش با استفاده از خروجی‌های حاصل از شبیه‌سازی، می‌توان نتایج بهره‌دهی مدل شبیه‌سازی را با نتایج مدل کدنویسی شده بهره‌دهی ارائه شده توسط فیونگ مقایسه و اعتبار آن را بررسی نمود. بدین منظور از دو سیال رقیق و غنی استفاده شده و تولید از مخزن با نرخ ۴۰ میلیون فوت مکعب در روز برای سیال رقیق و ۱۰۰ میلیون فوت مکعب در روز برای سیال غنی انجام شده است. نرخ تولیدی ۴۰ میلیون فوت مکعب نرخ معمول برای چاه‌های مخازن گازی است. در جدول ۳- نوع سیالات استفاده شده، میزان و زمان تخلیه مخزن در هر حالت بیان شده است.

در حالات ذکر شده، نرخ تولیدی ۴۰ میلیون فوت مکعب در روز را می‌توان به عنوان سناریوی نرخ تولیدی ثابت (در ابتدا) و نرخ ۱۰۰ میلیون فوت مکعب در روز را می‌توان به عنوان سناریوی فشار ثابت در نظر گرفت. از سوی دیگر، میزان تخلیه مخزن طی زمان‌های بیان شده در حالت‌های بالا نیز به خوبی با مقادیر معمول موجود در مخازن گازی و گاز-میعانی مطابقت داشته و کاربردی می‌باشد.

#### ۴-۲-۴-۱- سیال رقیق (نرخ تولیدی ۴۰ میلیون فوت مکعب در روز)

در این حالت نخست فشار جریانی بیشتر از فشار نقطه شبنم بوده و از ابتدا تولید از مخزن با سناریوی نرخ ثابت ۴۰ میلیون فوت مکعب در روز صورت می‌گیرد. تا زمانی که فشار جریانی بیشتر از فشار نقطه شبنم باشد، طبق حدود انتگرالی، تنها ناحیه سوم در تولید مشارکت دارد. در این شرایط، تولید با نرخ

ثابت حدود ۱۲۸۰ روز (معادل ۳/۵ سال) به طول می‌انجامد و تا زمانی که فشار جریانی ته‌چاهی به حد تعریف شده خود در شبیه‌سازی (۱۵۰۰ پام) برسد، تولید با همین نرخ ادامه می‌یابد. از این زمان به بعد تولید با سناریوی فشار ثابت انجام گرفته، نرخ تولید ثابت نبوده و روند کاهشی به خود خواهد گرفت.

در شکل ۳- مقایسه نمودار خروجی نرخ جریان با استفاده از انتگرال‌های شبه‌فشاری در مدل تحلیلی با نمودار خروجی نرخ حاصل از شبیه‌سازی طی مدت ۲۰ سال ارائه شده است. حدود فشاری و زمانی طبق انتگرال سه ناحیه نیز در جدول ۴- ارائه شده است.

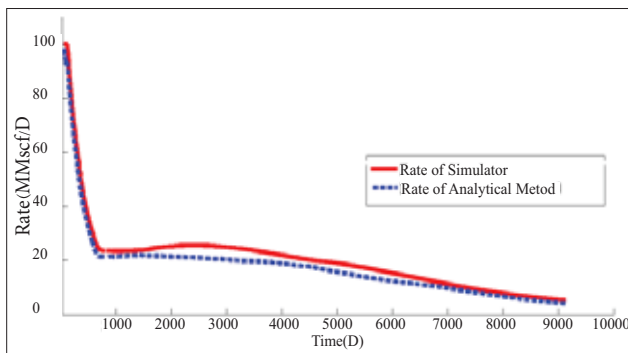
طبق نمودار شکل ۳-، خروجی‌های نرخ تولیدی حاصل از شبیه‌سازی طبق ادعای فیونگ با خروجی‌های مدل انتگرال شبه‌فشاری، تطابق نسبی دارند. در این حالت میانگین خطاهای نسبی حدود ۱۱/۲ می‌باشد.

#### ۴-۲-۴-۲- سیال غنی (نرخ تولیدی ۱۰۰ میلیون فوت مکعب در روز)

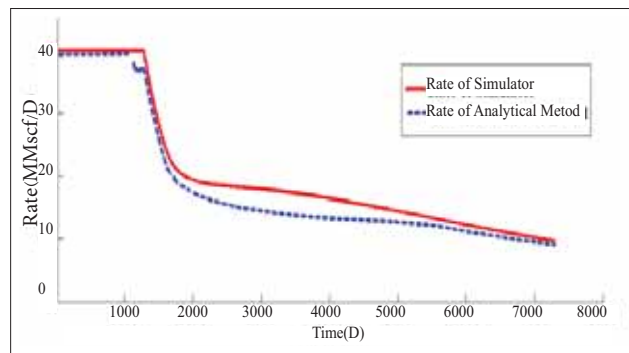
در حالت استفاده از سیال غنی، مدت ۲۵ سال برای تولید از مخزن در نظر گرفته شده و با توجه به زیاد بودن نرخ تولیدی، مخزن پس از حدود ۱۱۵ روز به حد فشار جریانی ثابت خواهد رسید که در این حالت ۹۰۰ پام در نظر گرفته شده است. بنابراین در عمل می‌توان این حالت را سناریوی تولیدی فشار جریانی ثابت در نظر گرفت. با توجه مشاهدات موجود می‌توان این‌طور نتیجه گرفت که حفظ و ثابت نگه‌داشتن نرخ تولید از مخزن بدون استفاده از ابزار جانبی مانند کاهنده‌های سرچاهی کار ساده‌ای نیست. با در نظر گرفتن تخلیه ۷۰ درصدی مخزن در این حالت و مقایسه نرخ نهایی خروجی انتگرال شبه‌فشاری با خروجی‌های شبیه‌سازی، میانگین خطای نسبی حدود ۱۴ درصد به دست خواهد آمد. شکل ۴- تطابق نرخ‌های تولیدی را در شرایط مذکور نشان می‌دهد. با توجه به این موارد می‌توان به تطابق قابل قبول معادله تحلیلی بهره‌دهی فیونگ با خروجی‌های شبیه‌سازی پی برد.

#### ۵- بحث و بررسی کاربرد معادلات موازنه مواد در مدل تحلیلی

از کاربردهای مهم معادلات موازنه مواد، مشخص کردن میزان گاز در جای اولیه مخزن است. هم‌چنین از دیدگاه دیگر به دلیل اینکه اساس این معادلات، بررسی رابطه تولید تجمعی در برابر فشار متوسط مخزن است، با در اختیار داشتن میزان گاز در جای مخزن، می‌توان از این معادلات جهت تخمین فشار متوسط مخزن در بازه‌های مختلف زمانی بهره برد. بنابراین در این بخش نتایج حاصل از



شکل ۳ | مقایسه خروجی مدل تحلیلی و شبیه‌سازی در نرخ تولیدی ۱۰۰ میلیون مترمکعب در روز (سیال غنی)



شکل ۴ | مقایسه خروجی مدل تحلیلی و شبیه‌سازی در نرخ تولیدی ۴۰ میلیون مترمکعب در روز (سیال رقیق)

هم چنین روش تجربی Rey و همکاران [۷] با مقادیر حاصل از شبیه ساز (محاسبه معکوس) که طبق رابطه ۸- محاسبه شده [۸] با هم مقایسه شده‌اند

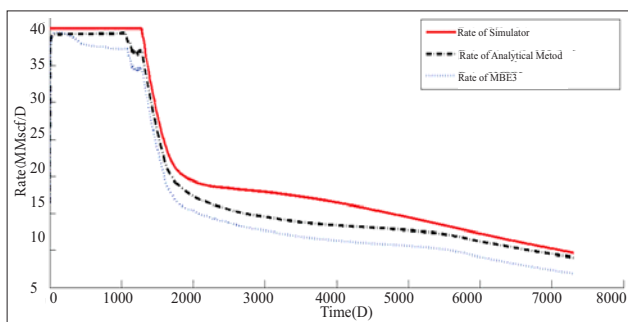
$$Z_{2p} = \frac{P}{\rho_i RT \left(1 - \frac{G_p}{G_i}\right)} \quad (8)$$

با توجه به شکل ۷- و هم چنین بر اساس نمودارهای بهره‌دهی، استفاده از ضرایب تراکم‌پذیری گاز خشک ما را از نمودارهای بهره‌دهی مدل تحلیلی و نیز شبیه‌ساز منحرف کرده و بنابراین به آنها اتکا کنیم. در این حالت، ضرایب تراکم‌پذیری دوفازی نتایج نزدیک تری به خروجی مدل تحلیلی و شبیه‌ساز خواهد داشت. در مقایسه بین ضرایب تراکم‌پذیری، می‌توان مشاهده کرد که رابطه ۲- نتایج نزدیکتری به خروجی‌های شبیه‌ساز ارائه می‌دهد. در این حالت، رابطه تجربی Rey و همکاران مقادیر تراکم‌پذیری را با انحراف فراوان تخمین زده و بنابراین فشار میانگین از طریق این رابطه محاسبه نخواهد شد.

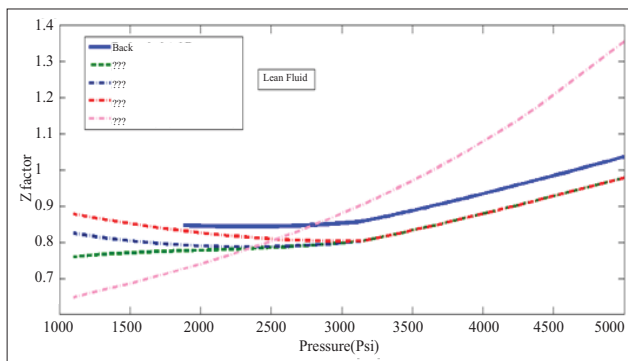
#### ۲-۵ سیال غنی (نرخ تولیدی ۱۰۰ میلیون فوت مکعب در روز)

در این بخش نیز شبیه قبل، موازنه مواد شماره ۱- از حالت شبیه‌ساز انحراف دارد. هم چنین همان‌طور که در شکل ۸- مشخص است در مقایسه با مقادیر خروجی شبیه‌ساز، نرخ حاصل از رابطه ۲- نسبت به رابطه ۳- خطای کمتری داشته و جواب بهتری به دست می‌دهد.

در این حالت نیز کاربرد معادلات تراکم‌پذیری به‌خوبی گویای تغییرات نمودارهای بهره‌دهی است. لذا جهت مقایسه بهتر، مقادیر ضرایب تراکم‌پذیری استفاده شده در روابط سیال غنی در شکل ۹- نشان داده شده است.



شکل ۶ | مقایسه خروجی حاصل از موازنه مواد-۳ با خروجی مدل تحلیلی و شبیه‌ساز (سیال رقیق)



شکل ۷ | مقایسه مقادیر تراکم‌پذیری حاصل از شیوه‌های مختلف

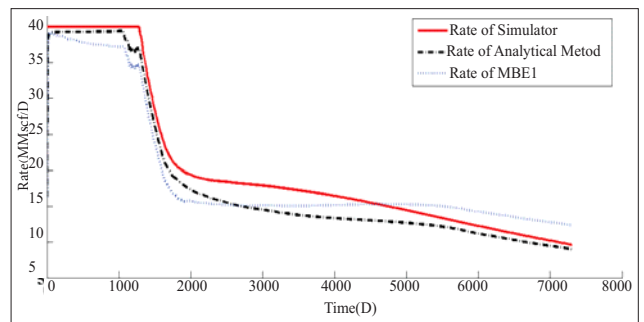
کاربرد چند معادله موازنه مواد جهت تخمین فشار متوسط جهت به کارگیری در معادله بهره‌دهی مورد بررسی قرار می‌گیرد. نکته مهم و قابل توجه اینکه یکی از محدودیت‌های معادلات موازنه مواد، وجود یک افت فشار حداقلی در مخزن است که بتوان بر اساس آن نمودارهای P/Z در برابر GP را در مخازن گازی رسم کرده و فشار خروجی مخزن و نیز گاز در جا را محاسبه نمود. هم چنین در مخازن گازی غیرحجمی نیز باید از وجود آبد اطمینان حاصل کرد. در این مطالعه در استفاده از معادله موازنه مواد دو فرض در نظر گرفته شده است؛ نخست اینکه مخزن به اندازه‌ای تولید کرده که بتواند افت فشار لازم را احساس کند و دوم اینکه فعالیت آبد چندان قابل توجه در نظر گرفته نشده و اصولاً رفتار به صورت حجمی در نظر گرفته شده است.

در این حالت، ابتدا با استفاده از معادله موازنه مواد گاز خشک و به کارگیری ضریب تراکم‌پذیری تک‌فازی بخار و سپس با استفاده از داده‌های CCE و CVD حصول تراکم‌پذیری‌های دوفازی، فشار متوسط مخزن محاسبه شده است. فشارهای حاصل از این معادلات موازنه مواد به ترتیب در معادله تحلیلی فیونگ به کار رفته و با خروجی‌های شبیه‌ساز مقایسه گردیده است. در این حالت نرخ خروجی حاصل از فشارهای موازنه مواد تک‌فازی، دوفازی CCE و دوفازی CVD به ترتیب با نام‌های موازنه شماره ۱- و ۲ و ۳ نام‌گذاری شده‌اند.

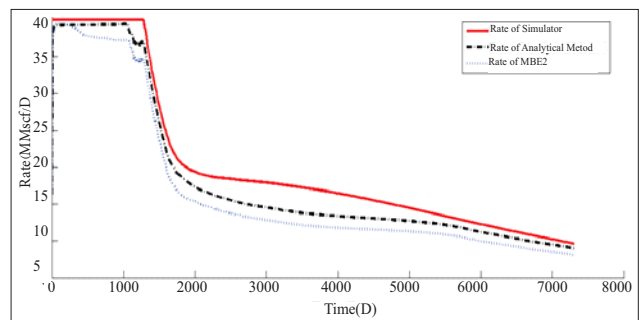
#### ۱-۵ سیال رقیق (نرخ تولیدی ۴۰ میلیون فوت مکعب در روز)

نتایج حاصل از مقایسه بین فشارهای سه معادله موازنه مواد، در شکل‌های ۴- و ۵ و ۶ نشان داده شده است.

هم چنین در شکل ۷- مقادیر تراکم‌پذیری حاصل از موازنه مواد بالا و

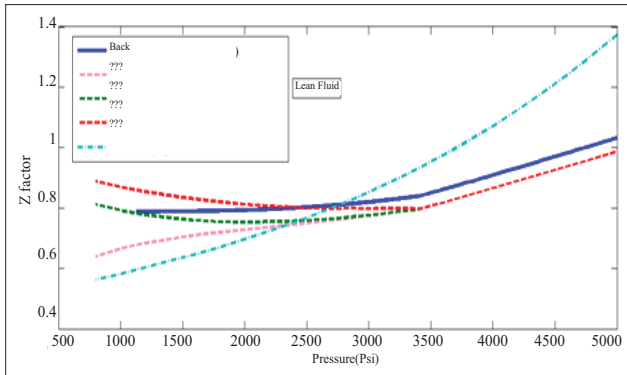


شکل ۴ | مقایسه خروجی حاصل از موازنه مواد-۱ با خروجی مدل تحلیلی و شبیه‌ساز (سیال رقیق)



شکل ۵ | مقایسه خروجی حاصل از موازنه مواد-۲ با خروجی مدل تحلیلی و شبیه‌ساز (سیال رقیق)

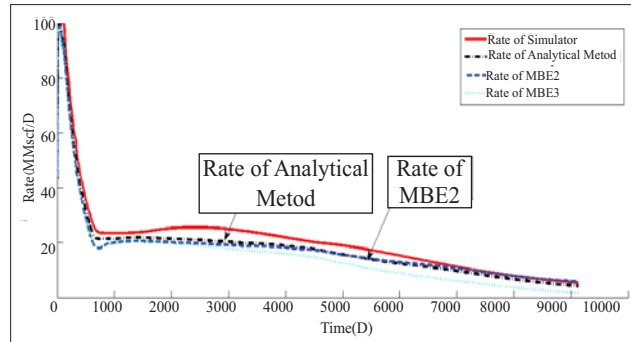




شکل ۹ | مقایسه مقادیر تراکم‌پذیری حاصل از شیوه‌های مختلف (سیال غنی)

■ با مشاهده نتایج محاسبات، استفاده از ضریب تراکم‌پذیری تک‌فازی منجر به انحراف در تخمین فشار مخزن و انحراف بهره‌دهی نهایی در مقایسه با شبیه‌ساز می‌گردد. نتایج این تحقیق نشان داد که در این حالت استفاده از ضرایب تراکم‌پذیری دوفازی منجر به بهبود تخمین بهره‌دهی خواهد شد. ■ در بین سه شیوه مختلف محاسبه ضریب تراکم‌پذیری دوفازی به منظور تخمین فشار متوسط مخزن، استفاده از داده‌های حاصل از آزمایش CCE در مقایسه با مقادیر تراکم‌پذیری حاصل از آزمایش CVD و هم‌چنین رابطه تجربی Rey و همکاران، جوابی نزدیک‌تر به خروجی‌های ضریب تراکم‌پذیری حاصل از شبیه‌ساز ارائه می‌دهد. بنابراین با توجه به نتایج تحقیق حاضر، استفاده از این ضرایب جهت تخمین فشار مخزن در سیالات غنی پیشنهاد می‌گردد.

■ نتایج این تحقیق نشان داد که با توجه به اهمیت فشار مخزن در تخمین میزان بهره‌دهی و هم‌چنین هزینه‌های فراوان بستن چاه و انجام آزمایش استاتیک، می‌توان جهت تعیین فشار مخزن (و استفاده از آن در معادلات تحلیلی جهت تخمین میزان بهره‌دهی)، از فشارهای حاصل از موازنه مواد استفاده کرد. ■



شکل ۱۰ | مقایسه خروجی حاصل از موازنه مواد-۲ و ۳ با خروجی مدل تحلیلی و شبیه‌ساز (سیال غنی)

### نتیجه‌گیری

در این تحقیق جهت بررسی اعتبار مدل‌های تحلیلی تخمین بهره‌دهی، مدل تحلیلی ارائه شده توسط فیونگ به منظور مقایسه با خروجی‌های شبیه‌سازی ریزدانه مورد استفاده قرار گرفته و معادلات آن کدنویسی گردید. از سوی دیگر جهت استفاده از مدل تحلیلی در حالت واقعی، متغیرهای مختلف سنگ و سیال مورد نیاز است. با توجه به در دسترس بودن داده‌های مختلف مورد نیاز در مدل تحلیلی، در اختیار داشتن فشار مخزن، نیازمند بستن چاه و انجام آزمایش استاتیک می‌باشد که به راحتی امکان‌پذیر نیست. لذا جهت استفاده از مدل در حالت واقعی، می‌توان معادلات موازنه مواد را به کار برد. در نهایت نتایج حاصل از بررسی‌های انجام شده شامل موارد زیر است:

■ کدنویسی کردن مدل تحلیلی فیونگ و مقایسه مقادیر بهره‌دهی با نتایج شبیه‌ساز در محدوده سیالات گاز-میعانی غنی و رقیق، تطابق مناسبی بین خروجی‌های حاصل از مدل و مقادیر شبیه‌ساز مشاهده گردید. بنابراین در مخازن گاز-میعانی جهت تخمین بهره‌دهی، می‌توان به جای شبیه‌ساز از مدل تحلیلی فیونگ استفاده کرد.

### پانویس‌ها

<sup>1</sup>gerami@nioc.rtd.ir

<sup>2</sup>e\_sedarat@yahoo.com

<sup>3</sup>critical saturation

<sup>4</sup>multiphase pseudo pressure integrals

<sup>5</sup>Depletion

<sup>6</sup>inflow performance

<sup>7</sup>analytical model

<sup>8</sup>methodology

### منابع

- [1] Mott, r., "engineering calculation of gas condensate well productivity", SPE paper 77551, presented at SPE annual technical conference and exhibition held in San Antonio, Oct 2002
- [2] Fevang, And Whitson, C.H., "Modelling gas condensate deliverability", SPE paper 30714, 1995.
- [3] Schlumberger report, "understanding gas-condensate reservoirs", 2005
- [4] Whitson, c. H. And Trop, s. B.: 1983, "evaluating constant volume depletion data," j. Pet. Tech. Pp. 610-620.
- [5]. B.C.Craft, M.F.Hawkins,"applied petroleum reservoir engineering", Louisiana state university, copyright 1991

- [6] M.D. Fetkovich, E.T. Guerrero, M.J. Fetkovich, L.K. Thomas," Oil and Gas Relative Permeabilities Determined From Rate-Time Performance Data";Phillips Petroleum Co, U. of Tulsa; Phillips Petroleum Co, SPE paper 15431-MS,1986
- [7] Rayes, D.G., piper, L.D., McCain, W.D. Jr., and Poston, S.W., two-phase compressibility factors for retrograde gases; SPE formation evaluation, pp. 87-92, march 1992.
- [8] Rahul Joshi and Mohan Kelkar; "Production Performance Study of West Carney Field, Lincoln County, Oklahoma", SPE, University of Tulsa,2004