



ارائه شده توسط:

سایت ترجمه فا

مرجع جدیدترین مقالات ترجمه شده

از نشریات معتبر

## شبیه سازی سیستم تولید متان کبالت و پیش بینی تحویل پذیری: محاسبه

### مخزن/چاه/شبکه سطح جفت شده

#### چکیده

به عنوان یک انرژی غیر متداول، متان کبالت (CBM) در بستر زغال سنگ به همراه جذب وجود دارد به طوری که باروری آن با مخازن گازی متداول متفاوت است. این مقاله افت فشار چاه، شبیه سازی شبکه خط لوله سطح و مدل محاسبه مخزن CBM را توضیح می دهد. یک ساختار محاسبه سطح/چاه/مخزن ارائه شد تا تولید گاز را در هر دوره محاسبه تا زمان بالانس مخزن/چاه/سطح استخراج کند. این روش محاسبه جفت شده، به میدان CBM برای پیش بینی تولید اعمال می شود. در ابتدا تولید روزانه گاز به صورت سال به سال افزایش می یابد و سپس به تدریج پس از چند سال کاهش می یابد. در حالی که تولید آب روزانه در همه زمان ها با افت فشار تشکیل کاهش می یابد. هنگامی که ساختار ستاره ای شکل است، تولید گاز و آب در هر چاه تقریباً یکسان است. هنگامی که ساختار سیستم یک سیستم سطح درختی باشد، در تولید گاز روزانه، بالاترین رتبه به نزدیکترین مکان به نقطه تجمع سیستم سطح تعلق می گیرد و کمترین تولید مربوط به چاهی است که دورترین فاصله را از نقطه تجمع سطح دارد. این روش محاسبه جفت شده می تواند برای پیش بینی تولید آب، تولید گاز و فشار تشکیل میدان CBM در طول دوره زمانی استفاده شود.

#### مقدمه

متان کبالت CBM یکی از مهمترین انرژی های پایدار برای استراتژی توسعه پایدار در قرن 21 است. چین یک منبع سرشار از CBM است. حدود 36.81 تریلیون متر مکعب در میدانی با عمق کمتر از 2000 متر زیر زمین وجود دارد [1]. چاه ها به میزان زیادی در بلوک های CBM توزیع شده اند. پارامترهای تولید گاز و عملیات خط لوله برای پروژه احداث را می توان با تجمیع شبکه خط لوله سطح/چاه/سطح پیش بینی کرد تا به داده های تولید واقعی دقیقتری دست پیدا کرد تا سود اقتصادی این صنعت را به حداکثر رساند. در طول چند

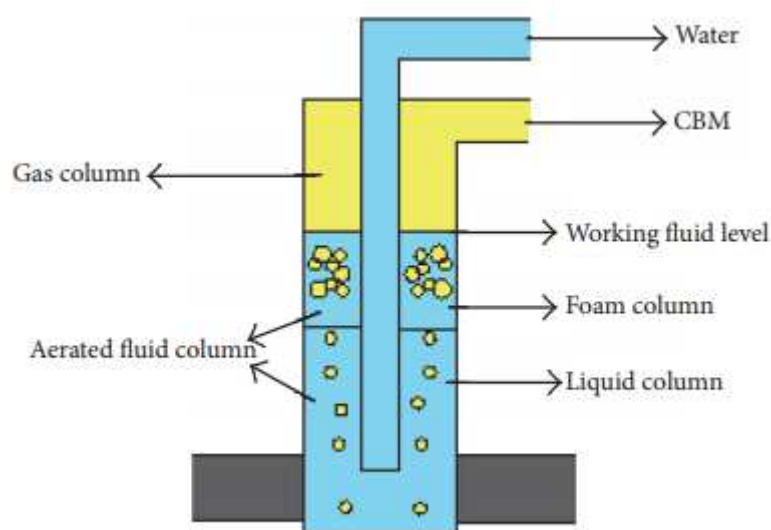
دهه اخیر، بسیاری از دانشگاهیان تجمیع سیستم تولید نفت و گاز را مطالعه کرده اند و مدل های متعددی ارائه شده است. Dempsey و همکاران [2] شبیه سازی جفت شدگی جریان سفره گازی و شبیه سازی سیستم سطحی را مطالعه کردند که اساس دیگر پژوهش های مربوط در زمینه تجمیع سیستم تولید بود. Startzman و همکاران [3]، Trick و همکاران، Litvak و Darlow [5]، Coats و همکاران [6]، Al-Mutairi و همکاران [7] و Guyaguler و همکاران [8] نیز مدل های خود در زمینه تجمیع سیستم انباره/چاه/سطح را ارائه دادند. Startzman و همکاران مدلی از شبیه سازی سیستم جفت شده انباره به سطح پیشنهاد دادند، اما این مدل تنها برای توسعه میدان های گازی دور از ساحل دریا مناسب بود و دامنه کاربرد آن محدود بود. Trick و همکاران [4] نرم افزار شبیه سازی IMEX مربوط به انباره نفت سیاه و نرم افزار شبیه سازی FORGAS برای سیستم زیرزمینی را به منظور پیش بینی تولید از میدان گازی ترکیب کردند. فرایند جفت شدگی این دو مدل در جفت شدگی هر شبیه ساز انباره با مدل سیستم زمینی که در آن منحنی دینامیک جریان حفره-کف و ماژول محاسبه افت فشار حفره-کف وجود دارد قابل استفاده است. Litvak و Darlow [5] مدل جفت شده انباره و شبکه لوله زمینی را بررسی کردند و یک روش ضمنی برای حل گره شبکه و شبکه انباره را پیشنهاد دادند. Coats و همکاران [6] یک مدل در زمینه تجمیع سیستم انباره/چاه/سطح پیشنهاد دادند. مدل شرایط پیچیده اندازه چاه و تجهیزات حفره را در نظر گرفت و کل سیستم را در هر مرحله از تکرار نیوتنی حل کرد. Al-Mutairi و همکاران [7] منحنی های IPR را با استفاده از فشار در ناحیه زهکشی نزدیک محاسبه کردند که به کمبود حساسیت قبلی در تغییرات تولید چاه به هنگام محاسبه منحنی های IPR با استفاده از پارامترهای شبکه مخازن غلبه می کند. Guyaguler و همکاران [8] یک روش مشابه پیشنهاد دادند، اما در این روش هر زیر دامنه باید به طور مکرر قبل از رسیدن به تعادل حل شود و سپس هنگامی که تعادل نهایی به منحنی IPR برسد می تواند شرایط حاصل شده مخزن نزدیک چاه را انعکاس دهد. اگرچه این روش زمانبر است و تعداد محاسبات زیاد است، اما می تواند خطای بالانس را کاهش دهد. روش منحنی IPR به طور عمده برای شبیه سازی متداول مخزن استفاده می شود و روش شبیه سازی عددی مخزن گاز غیرمتداول زمان بر است. این مقاله با ترکیب با روش بالانس مواد برای جذب همدمای متان کبالت، یک روش برای پوشش

نیاز شبیه سازی تجمیع متان کبالت غیرمتداول با جفت شدگی CBM با در نظر گرفتن مدل شبکه، افت فشار چاه، حالت جذب CBM و مکانیزم بازیابی گاز زهکشی را پیشنهاد می دهد.

## توصیف مدل

### مدل چاه

مخزن زغال سنگ و شبکه خط لوله سطحی توسط چاه CBM متصل می شود. پارامترهای جریان چاه به طور مستقیم روی تولید گاز و حالت جریان شبکه سطح اثر می گذارند. در فرایند تولید CBM، تولید مستقیماً با استفاده از فشار جریان حفره-کف (BHFP) تعیین می شود. شکل 1 توزیع حلقوی سیال را در چاه CBM نشان می دهد. گاز و آب به ترتیب از حلقه و کانال به سیستم سطح وارد می شوند. سیال در حلقه می تواند با سطح کار سیال به عنوان ستون گاز در سطح بالاتر و ستون سیال هوادهی شده در سطح پایین تر تشخیص داده شود. افت فشار حلقوی چاه شامل افت فشار هر دو قسمت است. پژوهش های بسیاری درباره محاسبه BHFP پیشنهاد شده است.



شکل 1

### مدل جریان تک مرحله ای

Cullender و Smith [9] معادله مربوط به فشار حفره-کف (BHP) چاه گاز خالص را با استفاده از تحلیل معادله انرژی برای جریان ثابت گازی استخراج کردند. این معادله به روش Cullender-Smith method

معروف است. سپس کمیته راه آهن تگزاس یک روش محاسبه دیگر برای BHP چاه گاز خالص ارائه کرد که روش ضریب انحراف میانگین دمای متوسط نام دارد [10].

### مدل مخزن

سه فاز زغال سنگ، گاز و آب در CBM وجود دارد. مشخصات منحصر به فرد سیستم تخلخل دوگانه پیش بینی تولید را از روش استفاده شده در مخزن گازی متداول متفاوت می کند. تاکنون، برخی افراد تلاش داشتند که عملکرد تولید را با استفاده از شبیه سازی عددی مخزن CBM پیش بینی کنند [18]. این روش نیازمند تعداد زیادی داده تولید و داده زمین شناسی است. زمان محاسبه طولانی کاربرد روش عددی را محدود می کند و در این مقاله، روش بالانس مواد ساده اما مؤثر برای پیش بینی عملکرد تولید چاه CBM استفاده می شود.

### معدن کاری CBM

CBM به طور عمده به عنوان حالت جذب روی سطح زغال سنگ ذخیره می شود. معادله جذب ایزوترم لانگمویر برای توصیف ارتباط بین حجم و فشار گاز جذبی استفاده می شود:

$$V = \frac{V_L P_r}{P_L + P_r} \quad (15)$$

$P_r$  بیانگر فشار (MPa)؛  $V$  نشانگر مقدار گاز در فشار  $P_r$  ( $m^3/ton$ ) است؛  $V_L$  بیانگر ضریب حجم

لانگمویر ( $m^3/ton$ )؛ و  $P_L$  ضریب فشار لانگمویر (MPa) است. ضریب حجم لانگمویر ثابت جذب ( $V_L$ ):

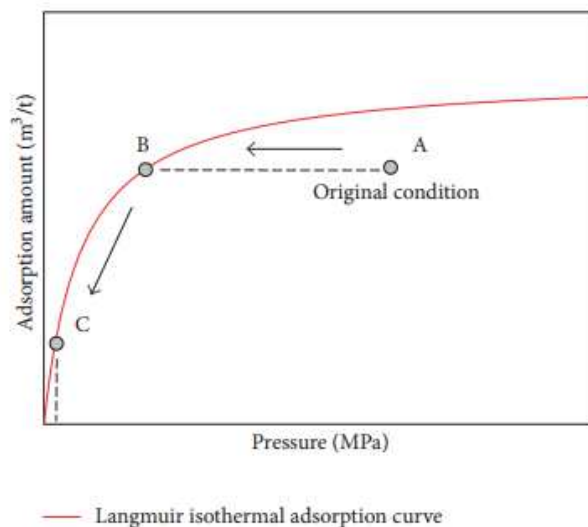
ایزوترم جذب نتان را توصیف می کند. معنی فیزیکی این ثابت حجم گاز جذب شده به هنگامی است که واحد

کیفیت زغال سنگ تحت شرایط اشباع در دمای معین باشد. فاشر لانگمویر متان کبالت ثابت های جذب ( $P_L$ )

را توصیف می کند. معنی فیزیکی این ثابت، فشار در هنگامی است که میزان متان جذب شده در زغال سنگ

به نصف حجم لانگمویر برسد.

منحنی قرمز در شکل 2 منحنی جذب همدمای لانگمویر را به هنگامی که  $2.38 P_r$  و  $V_L$  برابر با  $38.16 \text{ m}^3/\text{t}$  نشان می دهد. حجم جذب با فشار افزایش می یابد اما هنگامی که فشار به یک مقدار معین می رسد، حجم تغییری نمی کند که به این معنی است که جذب سطح زغال سنگ زیر اشباع است. به علاوه، ضریب فشار لانگمویر پارامتری است که روی شکل منحنی ایزوترم جذب زغال سنگ اثر می گذارد. هرچه ضریب فشار لانگ مویر کمتر باشد، درجه انحنای منحنی جذب بیشتر است.



شکل 2

علاوه بر این، منحنی ایزوترم جذب دارای یک اثر واضح بر تولید متان کبالت دارد. کبالت به صورت تئوری می تواند به سه حالت تقسیم شود [19] فوق اشباع، اشباع و زیر اشباع. در حالت واقعی، کبالت اکثراً غیر اشباع است. شکل 2 مرحله معدنکاری CBM را در شرایط زیر اشباع نشان می دهد. نقطه A در تصویر نشان دهنده نقطه شروع مخزن است. نقطه B نقطه اشباع است و نقطه C فشار قطع را نشان می دهد. از آنجایی که آب در شکاف های زغال سنگ وجود دارد، فشار مخزن زغال سنگ با پمپاژ آب محصور شده ابتدایی تا زمانی که فشار مخزن به نقطه بحرانی فشار B برسد، کاهش یابد. آنگاه، متان جذب شده شروع به آزاد سازی میزان زیادی متان آزاد و جریان رو به بالا در چاه میکند. این مرحله تحت تأثیر ماتریس گذردهی زغال سنگ است. با تخلیه بیشتر آب، کاهش گاز سرعت می گیرد تا به یک بیشینه برسد. بعد از این که فشار مخزن به یک سطح معین کاهش پیدا کند، نرخ تولید گاز به تدریج کاهش می یابد (B-C) تا زمانی که شرایط قطع (C) حاصل شود. کل چرخه اجرای CBM در این نقطه کامل می شود.

## بیان مسأله

شبیه سازی سیستم تولید متان زغال سنگ و پیش بینی تحویل می تواند به صورت زیر توصیف شود. پارامترهای زیر داده می شوند:

پارامترهای مخزن: فشار مخزن اولیه، دمای مخزن، ضخامت کبالت و غیره.

پارامترهای اساسی چاه: قطر لوله، قطر داخلی، عمق چاه، عمق سطح مایع، چگالی سیال حفاری و غیره.

شبکه خط لوله سطح: ساختار شبکه، قطر لوله و غیره

## ترکیب CBM

پارامترهای زیر باید تعیین شوند:

فشار مخزن،

فشار جریان حفره- کف

نرخ گاز

نرخ آب

فشار گره و نرخ جریان شبکه خط لوله.

الگوریتم حل

الگوریتم محاسبه BHFP

فرایند محاسبه BHFP به صورت زیر توصیف می شود:

فشار سطح سیال کاری  $P_g$  نامعلوم است. برای به دست آوردن فشار میانگین و دمای میانگین، باید در ابتدا

مقدار اولیه  $P_g$  را فرض کنیم.

فاکتور انحراف گاز و ضریب اصطکاک در فشار میانگین و دمای میانگین محاسبه می شود.

تعویض نتایج در (1) برای محاسبه  $P_g$ .

مقایسه نتیجه محاسبه شده و مقدار فرض شده  $P_g$ ، اگر اختلاف  $P_g$  به مقدار لازم خطا نرسد، مقدار  $P_g$  محاسبه شده به عنوان مقدار فرضی در نظر گرفته می شود. آنگاه، مرحله (1) تا مرحله (3) تکرار می شود تا زمانی که اختلاف  $P_g$  به مقدار لازم خطا برسد.

مقدار اولیه  $P_{wf}^{BHFP}$  نیز باید فرض شود. سپس فشار میانگین و دمای میانگین محاسبه می شود.

ضریب انحراف میانگین  $Z$  باید بر مبنای فشار میانگین و دمای میانگین محاسبه شود.

بر طبق (7)،  $v_{sg}$  می تواند برای تعیین مقدار  $a$  و  $b$  محاسبه شود.

بعد از ارزیابی  $I_1$  و  $I_2$ ،  $P_{wf}$  می تواند از (2) محاسبه شود.

با مقایسه نتیجه محاسبه شده و مقدار فرضی  $P_{wf}$ ، اگر اختلاف  $P_{wf}$  به مقدار لازم خطا نرسد، مقدار محاسبه

شده  $P_{wf}$  به عنوان مقدار فرضی در نظر گرفته می شود. آنگاه مرحله (5) تا مرحله (8) تکرار می شود تا  $P_{wf}$  به مقدار لازم خطا برسد.

### محاسبه پارامترهای شبکه سطح

در طول فرایند محاسبه شبکه خط لوله فاز گاز، محاسبه هیدرولیک و محاسبه ترمودینامیک روی یکدیگر اثر می گذارند؛ بنابراین، کل محاسبه یک فرایند تکرارپذیر ترمودینامیک/هیدرولیک است. مراحل محاسبه ویژه به صورت زیر توصیف می شوند:

داده های اساسی ورودی شبکه خط لوله شامل طول لوله، سختی مطلق، ترمیب گاز، دمای محیط و ضریب انتقال حرارت کلی هستند.

مقدار اولیه بردار فشار گره  $P_0$ ، بردار جریان گره  $q_0$  و بردار دمای گره  $T_0$  باید فرض شوند. مقدار اولیه  $k$  برابر با 1 است.

جواب (12) باید با استفاده از روش گره برای شبکه لوله هیدرولیک حالت پایا محاسبه شود. بردار فشار  $P_k$  و

بردار جریان گره  $q_k$  تحت بردار دمای گره فعلی  $T_{k-1}$  باید به دست آید.

بر طبق (13)، بردار افت دمای  $\Delta T_k$  تحت  $P_k$  و  $q_k$  برای هر شاخه می تواند محاسبه شود.



ترتیب حل دمای گره شبکه باید برقرار شود.

بردار دمای گره  $T_k$  را می توان با دمای مربوط به هر گره محاسبه شده با حل توالی و (14) حل کرد.

اگر  $|T_k - T_{k-1}| < \varepsilon$  (دقت خطا است)، محاسبه می تواند متوقف شود. در غیر این صورت،  $T_k$

باید به عنوان بردار دمای گره اولیه برای یک چرخه محاسبه تسلسلی جدید در نظر گرفته شود و  $k = k + 1$  .  
آنگاه مرحله (3) تا (7) تکرار شود.

### شبیه سازی مخزن

تولید مخزن زغال قابل پیش بینی است اگر معادله بالانس موارد و معادله تولید آب/گاز CBM با BHFP معلوم ترکیب شود. مراحل خاص به صورت زیر هستند:

داده های اساسی مخزن را وارد کنید که شامل حجم لانگمیر، فشار لانگمیر، چگالی توده، فشار اولیه مخزن و تخلخل است.

OGIP با استفاده از معادله (21) به دست می آید. آنگاه فشار جذب متناظر با مخازن گازی قابل دستیابی است. این نتیجه قابل مقایسه با فشار مخزن گاز در این زمان است.

اگر فشار مخزن گاز بزرگتر از فشار جذب باشد، به این معنی است که کبالت غیر اشباع است. نرخ تولید آب در این لحظه  $q_w$  و تولید آب تجمعی در دوره  $\Delta T$  با استفاده از معادله (26) قابل محاسبه است. آنگاه این تولید آب تجمعی برای محاسبه فشار مخزن گاز در آخر دوره زمانی قابل محاسبه است. مرحله (3) را تا زمانی تکرار می کنیم که فشار مخزن برابر با فشار جذب شود. آنگاه به مرحله (4) می رویم.

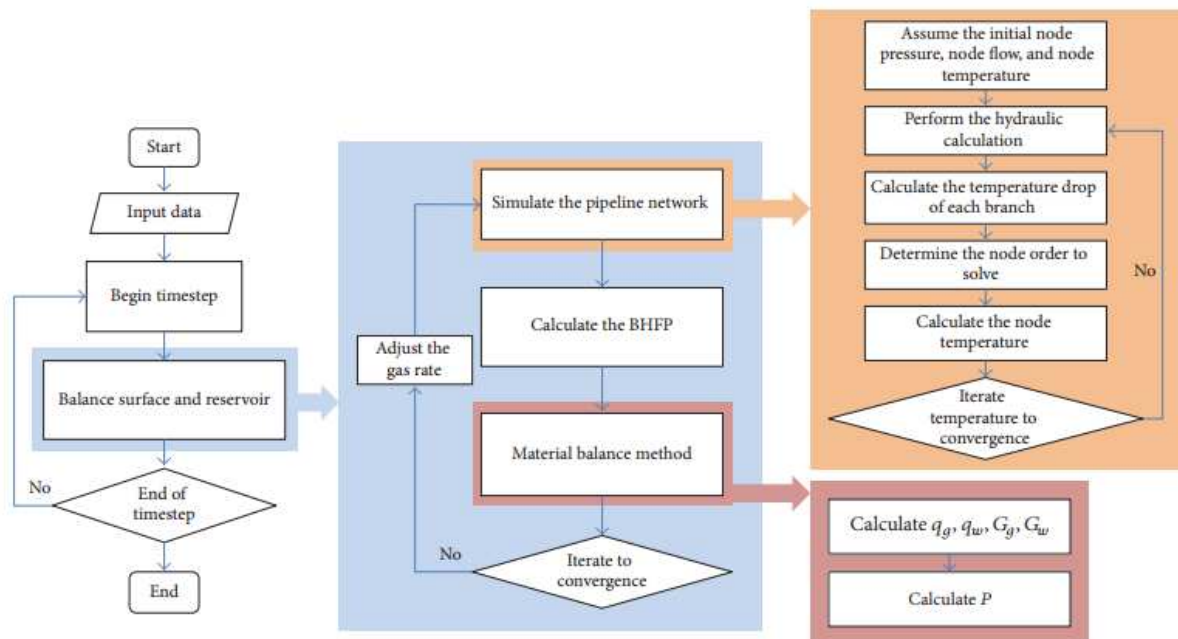
اگر فشار مخزن گازی برابر با فشار جذب باشد (حالت فوق اشباع کبالت در اینجا) به این معنی است که کبالت اشباع است. گاز و آب هر دو از کبالت به دست می آیند.  $Q_w$  محاسبه می شود. تولید گاز به ازای واحد زمان  $q_g$  و تولید گاز تجمعی و تولید آب تجمعی از (4) قابل محاسبه است. آنگاه فشار مخزن گاز در انتهای دوره زمانی قابل محاسبه است. مرحله (4) را تا زمانی که به فشار قطع برسیم ادامه می دهیم.

محاسبه جفت شدگی سیستم تولید. فرض های اساسی محاسبه جفت شدگی سیستم تولید CBM به صورت زیر است:

در طول فرایند تولید گاز CBM، اگرچه تولید گاز با زمان تغییر می کند، اما می توان آن را به صورت یک مقدار ثابت در زمان کوچک در نظر گرفت. در این بازه زمانی، جریان در چاه و شبکه لوله سطح را می توان به صورت یک جریان ثابت در نظر گرفت.

در تولید واقعی، سطح مایع کار در چاه همیشه به دلیل تأثیرپذیری از تولید گاز، تولید آب و شرایط تشکیل تغییر می کند. عامل اصلی نرخ تولید است. در این حالت سطح مایع کار ثابت در نظر گرفته می شود.

شکل 3 فلوچارت محاسبه جفت شدگی سیستم تولید CBM را نشان می دهد.



شکل 3

مدل محاسبه جفت شدگی سیستم تولید CBM یکپارچگی مدل پیش بینی تولید چاه CBM، مدل محاسبه چاه و مدل شبکه لوله سطح است. شاخص های تولید از قبیل فشار تشکیل، فشار حفره کف و تولید گاز با جفت شدگی تکرارهای سه مدل تعیین می شود. این مدل محاسبه جهت بهینه سازی برنامه تولید به کار می رود. فرایند خاص تولید به صورت زیر توصیف می شود:

داده های اساسی مخزن CBM، چاه و شبکه سطح را وارد می کنیم.

محاسبه جفت شدگی سطح، چاه و مخزن را انجام می دهیم.

مقدار اولیه تکرار تولید گاز را برای هر چاه در این زمان فرض کنید، آنگاه فشار بالای چاه را براساس مدل شبکه لوله سطح حساب کنید.

برطبق مقدار اولیه محاسبه شده فشار سرچاه و تولید گاز، BHFP برای هر چاه با استفاده از مدل چاه به ترتیب محاسبه شود.

بر طبق BHFP محاسبه شده، تولید گاز را در انتهای دوره تولید برای هر چاه با استفاده از مدل پیش بینی تولید مخزن CBM محاسبه کنید.

مقدار محاسبه شده و مقدار فرض شده را مقایسه کنید. اگر اختلاف، ملزومات دقت خطا را برآورده کرد، تولید گاز تجمعی و تولید آب تجمعی را محاسبه کنید. در غیر این صورت، مقدار محاسبه شده را به به عنوان مقدار تکرار اول جایگزین کنید و سپس مرحله (3) تا (5) را تکرار کنید.

ببینید آیا به انتهای دوره تولید می رسد یا خیر. اگر پاسخ بله است، محاسبه تمام می شود. اگر پاسخ خیر است، مرحله (2) را تا مرحله (5) تکرار کنید.

## مثالها

### ارزیابی روش محاسبه BHFP

در محاسبه CBM BHFP، داده های فشار سرچاه عموماً با استفاده از گیج فشار سرچاه خوانده شوند. اختلاف فشار ستون گاز و اختلاف فشار ستون گاز آمیخته را می توان از مدل معرفی شده در بالا محاسبه کرد. مجموع این سه مقدار BHFP است. اگرچه بسیار از دانشگاهیان روشهای مختلفی برای محاسبه BHFP پیشنهاد دادند، اما محدوده کاربردی و دقت محاسبه را ارزیابی و مقایسه نکردند.

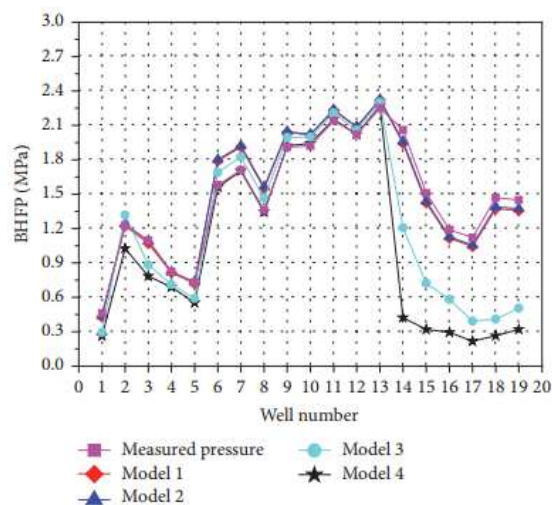
در این مقاله، مدل های محاسبه مختلف مطالعه شده و مدل مؤثر با بالاترین دقت محاسبه در نتیجه مقایسه مدل های مختلف توصیه شده است. این مطالعه نشان می دهد که نتیجه دمای میانگین، روش ضریب انحراف میانگین و نتایج روش Cullender-Smith تقریباً شبیه هم هستند [10]. در نتیجه دمای میانگین روش ضریب انحراف میانگین برای محاسبه اختلاف فشار برای ستون گاز خالص استفاده می شود. چهار مدل پیش رو برای محاسبه CBM BHFP با ترکیب روش مربوط به محاسبه اختلاف فشار گاز مایع مخلط شده، مطالعه شده است.

مدل 1. دمای میانگین و روش ضریب انحراف میانگین برای محاسبه اختلاف فشار ستون گاز خالص استفاده می شود. روش Jialang Chen-Xiang'an Yue [12] برای محاسبه اختلاف فشار مربوط به ستون گاز مایع آمیخته استفاده می شود.

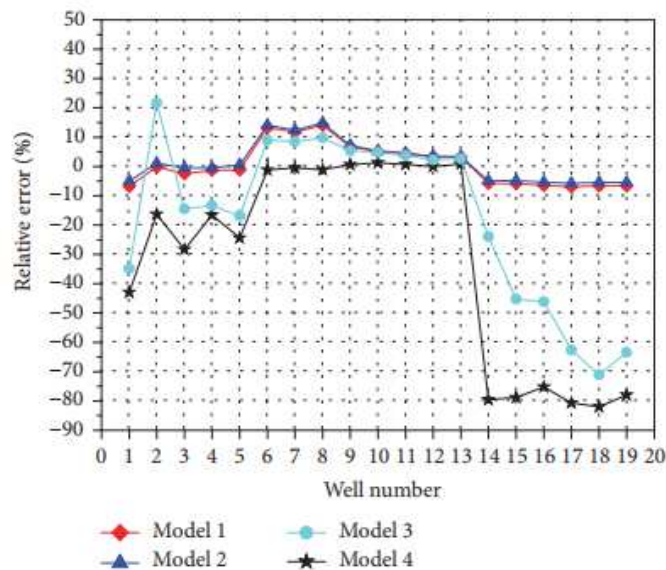
مدل 2. دمای میانگین و روش ضریب انحراف میانگین برای محاسبه اختلاف فشار ستون گاز خالص استفاده می شود. روش تحلیلی Hasan-Kabir [14] برای محاسبه اختلاف فشار مربوط به ستون گاز مایع آمیخته استفاده می شود.

مدل 3. دمای میانگین و روش ضریب انحراف میانگین برای محاسبه اختلاف فشار مربوط به ستون گاز خالص استفاده می شود. روش Beggs-Brill [16] برای محاسبه اختلاف فشار مربوط به ستون گاز مایع آمیخته استفاده می شود.

مدل 4. روش Xinfu Liu برای به دست آوردن مدل بهینه جهت محاسبه CBM BHFP این چهار مدل برای 21 چاه گاز استفاده می شوند و نتایج با داده های اندازه گیری شده میدانی مقایسه می شوند. در شکل 4، خط قرمز داده های اندازه گیری شده میدانی BHFP را ارائه می دهد. داده شماره 1 تا شماره 6 (مجموعه داده 1) از مرجع [23] هستند، داده شماره 7 تا شماره 15 (مجموعه داده 2) از مرجع [15] هستند و داده شماره 16 تا 21 (مجموعه داده 3) داده های اندازه گیری شده از یک بلوک معین از میدان هستند. شکل های 4 و 5 نتایج محاسباتی و خطای نسبی هر مدل هستند.



شکل 4



شکل 5

بعد از مقایسه 4 مدل، نتیجه مدل 1 برای مجموعه داده 2 نزدیک به مقدار اندازه گیری شده است در صورتی که خطای محاسباتی حاصل شده بزرگ است، یعنی دقت محاسبه این مدل با شرایط چاه گاز تغییر می کند. همین نتیجه میتواند از مدل 3 حاصل شود. نتایج محاسبه مدل 1 برای مجموعه داده 1 و مجموعه داده 3 هردو به نتیجه اندازه گیری شده نزدیک هستند. با استفاده از مدل 2، میتوانیم نتیجه نزدیک بهمقدار اندازه گیری شده را محاسبه کنیم. خطا برابر با 20٪ است و دقت محاسبه نسبتا بالا است.

Calculation method	Application	Calculation accuracy	Advantages/disadvantages
Model 1	GCF > 0.3	Relatively high	High precision, but large amount of calculation, narrow application scope
Model 2	All cases	Relatively high	Simple calculation process, high precision, good stability
Model 3	All cases	Change with the gas well conditions	Complex calculation process, poor stability
Model 4	All cases	Change with the gas well conditions	Large amount of calculation, poor stability

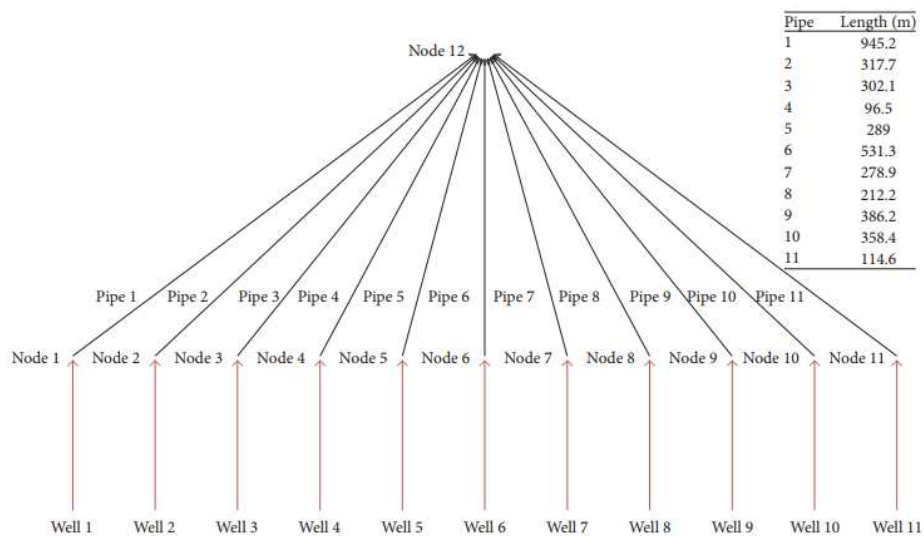
جدول 1

جدول 1 خلاصه کاربرد، دقت محاسبه و مزایا و معایب هر مدل را ارائه می کند. از نتیجه حاضر، اگرچه نتایج محاسبه روش Jialang Chen-Xiang'an Yue و روش تحلیل HasanKabir به یکدیگر نزدیک هستند، روش Jialang ChenXiang'an Yue شرایط کاربردی بهتری دارند به طوری که  $GCF > 0.3$ . در بین 3 مدل، مدل تحلیلی Hasan-Kabir دارای یک دقت محاسبه نسبتا بالا و کاربرد وسیع است. در نتیجه این مدل برای محاسبه BHFP چاه CBM استفاده می شود.

## مثال 1

روش محاسبه جفت شده به 2 بلوک از میدان CBM اعمال شد. ساختار سیستم در شکل 6 نمایش داده شده است که دارای ساختار ستاره ای شکل است. خروجی هر چاه در گره مرکز (گره 12) به واسطه یک خط جدا جمع می شود.

الگوریتم های جفت شدگی برای پیش بینی تولید استفاده می شوند. پارامترهای مخزن گبالت و ترکیب گاز در جدول های 2 و 3 داده می شوند.



شکل 6

Input parameters	Value
Initial reservoir pressure (MPa)	5.28
Reservoir temperature (K)	304.15
Initial porosity (%)	4.5
Formation thickness (m)	6.2
Drainage area (m <sup>2</sup> )	90000
Bulk density (t/m <sup>3</sup> )	1.45
Gas content (m <sup>3</sup> /t)	14.1
Langmuir volume (m <sup>3</sup> /t)	38.16
Langmuir pressure (MPa)	2.38

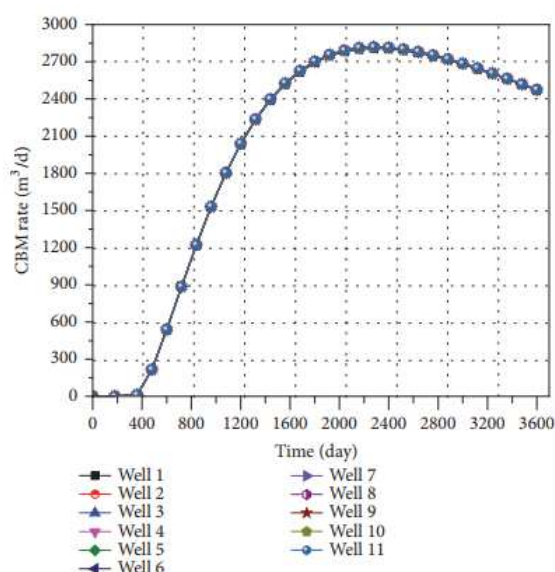
جدول 2

Composition	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
Mole present (%)	96.17	0.05	3.71	0.07

جدول 3

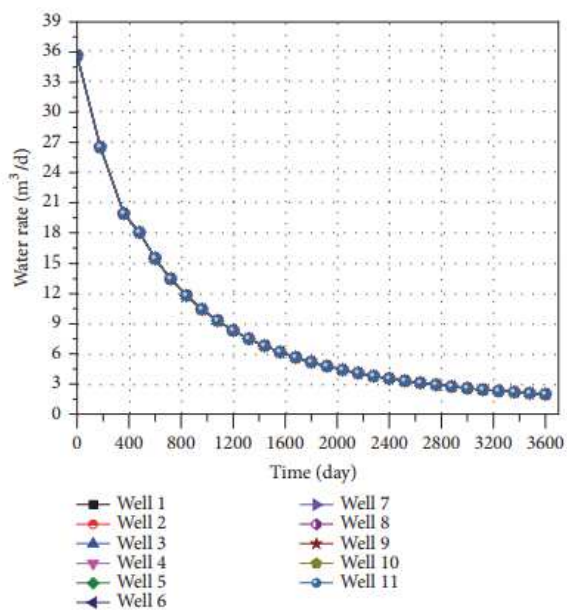
تولید گاز روزانه. تولید پیش بینی شده گاز هر چاه در شکل 7 نمایش داده شده است. شکل 7 تولید گاز برای هر چاه را در 10 سال آینده نمایش داده است. همانطور که از شکل 7 دیده می شود، روند تولید گاز روزانه همه چاه ها اساسا یکسان هستند. در مرحله تولید اولیه، آب مهمترین محصول است. تولید گاز 0 است. با گذشت زمان، این 11 چاه شروع به تولید گاز می کنند. تولید گاز هر کدام از چاه ها نزدیک به هم است و سال به سال در ابتدا زیاد می شود و سپس کاهش می یابد. قله در روز 2280م و در حدود  $2800 \text{ m}^3/\text{d}$  مشاهده می شود.

تولید گاز روزانه. تولید آب هر چاه زیر ساختار ستاره ای شکل در شکل 8 نشان داده شده است. شکل 8 تولید آب برای هر چاه را در 10 سال آینده نشان می دهد. همان طور که از شکل 8 دیده می شود، تولید آب روزانه برای چاه ها نزدیک به هم و با یک روند تغییر آشکار است. در زمان ابتدایی تولید، همه چاه های گازی شروع به تشکیل آب می کنند و نرخ تولید  $35.67 \text{ m}^3/\text{d}$  است. در کنار ظاهر شدن آب، فشار تشکیل به تدریج کاهش می یابد تا به فشار جذب بحرانی CBM برسد. گاز شروع به جذب شدن می کند. در حین فرایند تولید گاز، تشکیل آب تخلیه شده از هر چاه به تدریج کاهش خواهد یافت. و در طی 10 سال به  $1.97 \text{ m}^3/\text{d}$  می رسد. در مراحل بعد تولید، تولید آب هر چاه گاز کمتر و کمتر می شود و تقریبا هیچ آبی بعد از یک دوره زمانی تولید نمی شود.

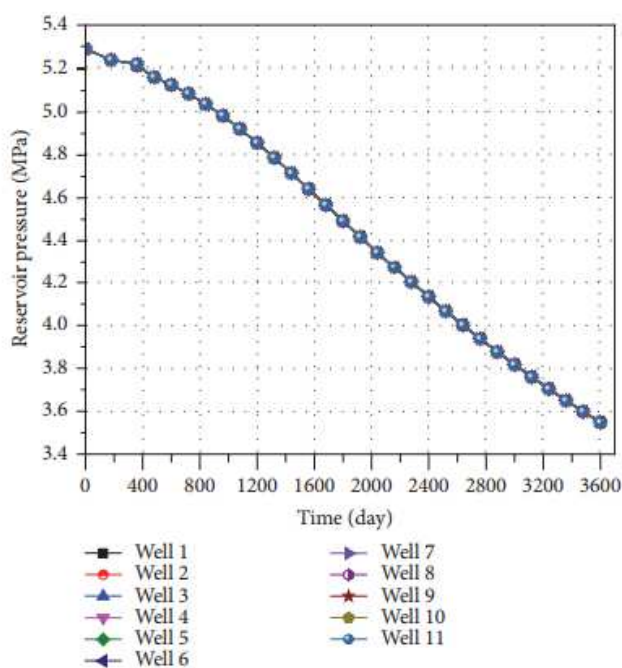


شکل 7





شکل 8



شکل 9

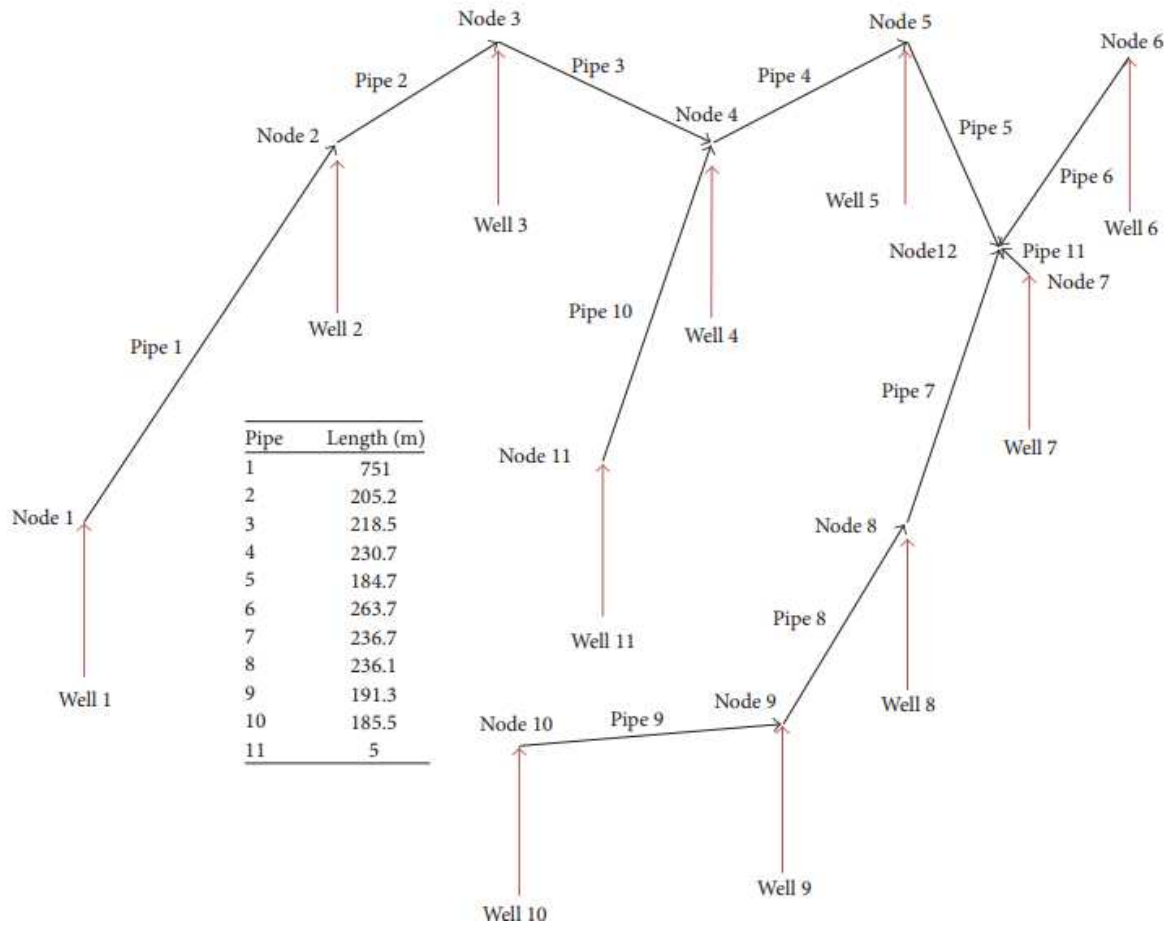
فشار تشکیل. تغییرات فشار تشکیل در شکل 9 نشان داده شده است.

شکل فشار مخزن برای هر چاه با در نظر گرفتن تغییرات زمانی است. همانطور که از شکل 9 دیده می شود، فشار مخزن هر کدام از چاه های گاز تقریباً یکسان است و همه تقریباً با گذشت زمان کاهش پیدا می کنند. در طول این فرایند، تولید آب هر چاه به تدریج کم می شود. هنگامی که فشار مخزن تا رسیدن به فشار بحرانی

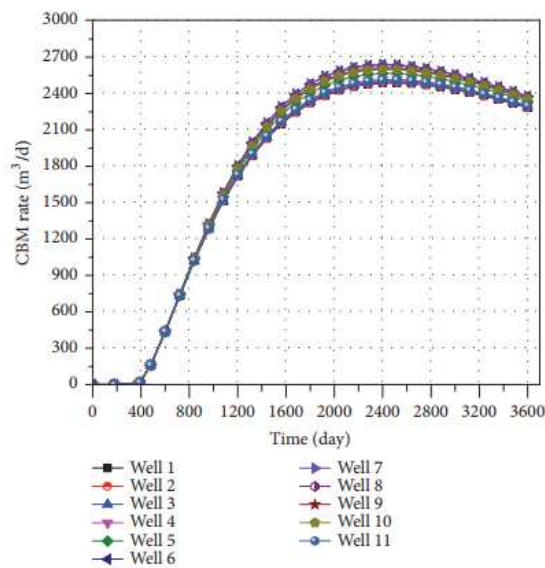


CBM کم می شود، گاز شروع به جداسدن از سطح شبکه کبالت می کند و از سرچاه بیرون می آید. در 10 سال پس از تولید، فشار مخزن از 5.28 MPa به 3.55 Pa افت می کند.

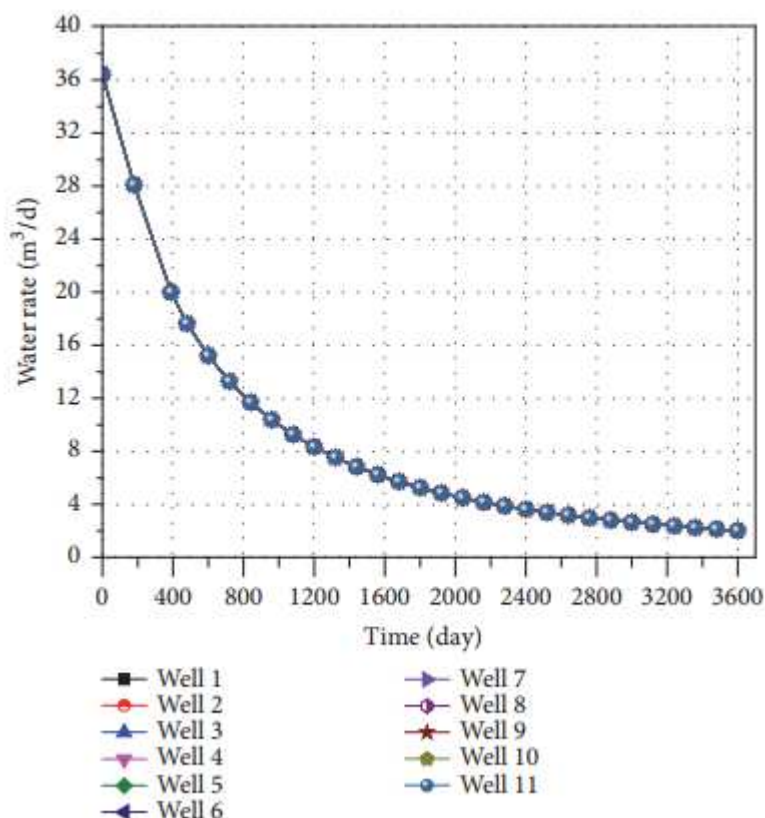
## مثال 2.



شکل 10



شکل 11

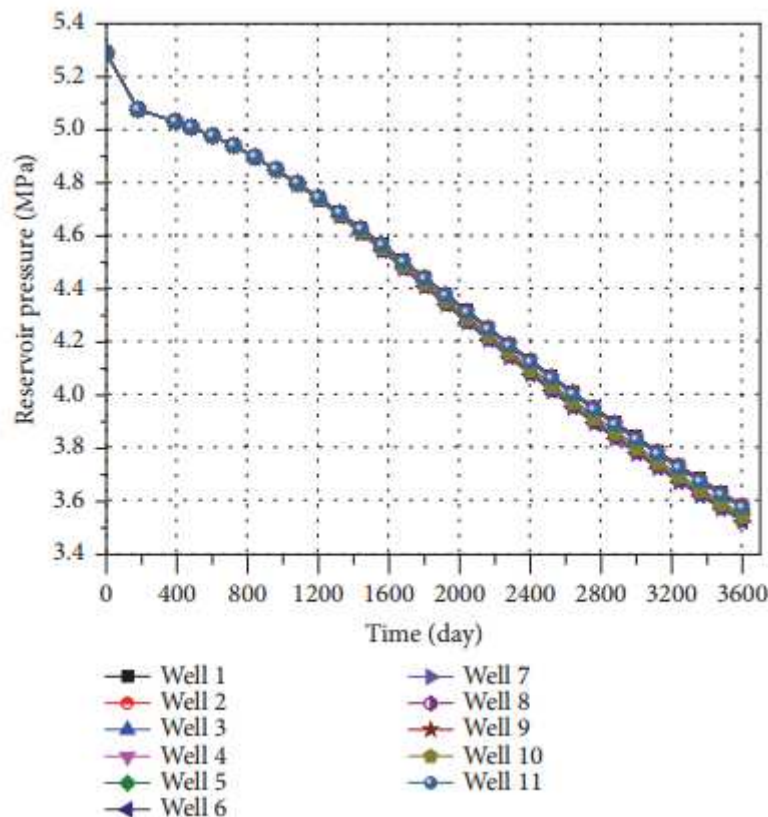


شکل 12

ساختار سیستم در شکل 10 نشان داده شده است که یک سیستم درختی است. تولید گاز روزانه. تولید گاز آتی برای هر چاه گاز در شکل 11 نشان داده شده است. شکل 11 تولید گاز برای هر چاه در 10 سال آینده را نشان می دهد. از شکل 11 دیده می شود که تولید گاز روزانه برای هر چاه تقریباً برابر با آغاز تولید است اما پس از آن به طور چشمگیری تغییر می کند. بیشترین تولید برای چاه 7 است که نزدیک ترین نقطه به نقطه تجمع است (گره 12)، در حالی که کمترین تولید برای چاه 1 است که دورترین از محل تجمع است. با این حال، در طی فرایند کلی، روند تغییر تولید گاز برای هر چاه اساساً سازگار است. در زمان اول، تنها آب تشکیل شده جذب می شود، در نتیجه، تولید گاز صفر است. با گذشت زمان، این چاه شروع به تولید گاز می کنند به صورتی که تولید گاز در ابتدا افزایش می یابد و سپس بعد از چندسال کاهش می یابد. اگرچه قله زمانی برای هر چاه با دیگری یکسان نیست. در بین این چاه ها، تولید گاز چاه 1، چاه 2، چاه 4 و چاه 4 در روز 2520 امتیازدهی به اوج می رسد در حالی که تولید گاز چاه 5 و چاه 11 در روز 2400 به اوج خود می رسد.

تولید آب روزانه. تولید آب آتی برای چاه گاز در شکل 12 نشان داده شده است.

شکل 12 تولید گاز برای هر چاه را در 10 سال آینده نشان می دهد. همان طور که مشاهده می شود، تولید آب برای هر چاه اساساً یکسان است. در شروع تولید، آب تشکیل شده به میزان  $36.41 \text{ m}^3/\text{d}$  برای هر چاه می رسد. در طول فرایند استخراج آب، فشار مخزن به تدریج کاهش می یابد تا به فشار جذب بحرانی برسد و آنگاه گاز شروع به دفع شدن مشارکتی کند. در طول کل فرایند تولید گاز، تولید آب برای چاه گاز به تدریج به  $2.02 \text{ m}^3/\text{d}$  در طول 10 سال کاهش می یابد. در آخرین مرحله از تولید، تولید آب ثابت می شود و سپس کاهش پیدا کرده و تقریباً اکثر آب در این دوره زمانی تولید شده است. فشار تشکیل. تغییرات فشار تشکیل در شکل 13 نشان داده شده است.



شکل 13

شکل 13 فشار مخزن برای هر چاه با وجود تغییرات زمانی است. در ابتدای تولید، فشار مخزن هر چاه تقریباً مانند هم است. بعداً، با یکدیگر تفاوت پیدا می کنند. بیشترین فشار مخزن به چاه 7 تعلق می گیرد که به نقطه تجمع نزدیکتر از همه است (گره 12). در حالی که کمترین فشار مخزن مربوط به چاه 1 است که دورترین مکان

از نقطه تجمع است. در طول کل فرایند تولید، فشار مخزن برای هر چاه با نرخ افت متفاوتی در دوره های مختلف کم می شود. در مرحله تولید اولیه، نرخ افت فشار مخزن سریع است و سپس بسیار کوتاه افت می کند. در 10 سال، فشار مخزن به  $3.53 \text{ MPa}$  از مقدار اولیه  $5.28 \text{ MPa}$  می رسد.

### خلاصه

این مقاله یک الگوریتم شبیه سازی جفت شدگی سطح/چاه/مخزن را توصیف کند که می تواند برای پیش بینی تولید گاز در یک دوره زمانی مفید باشد. روش گره برای شبیه سازی سیستم سطح استفاده می شود. محاسبه های ترمودینامیک و هیدرولیک به همدیگر همراه شده اند تا محاسبه انجام شود.  $\text{CBM BHFP}$  نشان می دهد که ترکیب روش تحلیلی و روش ضریب انحراف میانگین دمای میانگین می تواند دقت نسبتا بالایی را فراهم کند. مزایا و معایب مدل های ترکیبی مختلف به خوبی فهرست شده اند. پیش بینی تولید  $\text{CBM}$  مبتنی بر بالانس مواد است. روش ارائه شده در این مقاله برای کمک به تحلیل سیستم های  $\text{CBM}$  برای مهندسان  $\text{CBM}$  با دو مثال تأییدی قابل استفاده است.



این مقاله، از سری مقالات ترجمه شده رایگان سایت ترجمه فا میباشد که با فرمت PDF در اختیار شما عزیزان قرار گرفته است. در صورت تمایل میتوانید با کلیک بر روی دکمه های زیر از سایر مقالات نیز استفاده نمایید:

لیست مقالات ترجمه شده ✓

لیست مقالات ترجمه شده رایگان ✓

لیست جدیدترین مقالات انگلیسی ISI ✓

سایت ترجمه فا ؛ مرجع جدیدترین مقالات ترجمه شده از نشریات معتبر خارجی