



# مطالعه پارامترهای بهینه‌سازی تولید از چاه‌های جریانی یکی از میادین گاز میعانی شرکت بهره‌برداری نفت و گاز زاگرس جنوبی

بابک موادی<sup>۱</sup>، شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

حسین دهقانی<sup>۲</sup>، بیون هنرور<sup>۳</sup>، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات فارس  
 بهمن‌حسین یوزگر<sup>۴</sup>، محمدقاسم اکبری فرد<sup>۵</sup>، امیررضا دوران<sup>۶</sup>، شرکت بهره‌برداری نفت و گاز زاگرس جنوبی

چکیده

افزایش تولید تجمعی از چاه‌های گاز میعانی، افت فشار در این چاه‌ها را به دنبال دارد. این کاهش فشار نه تنها باعث کاهش نرخ تولید از مخزن می‌شود، بلکه منجر به پدیده‌ی مهم دیگری به نام تجمع مایعات می‌گردد. در این مطالعه، پارامترهای مختلف بهینه‌سازی تولید بحث شده و برای تصمیم‌گیری، با استفاده از نرم‌افزار پایپ‌سیم<sup>۱</sup> و با ترکیبی از شرایط موثر، بهترین روش انتخاب می‌شود. با شبیه‌سازی سیالات مخزن و ستون چاه، پارامترهای مختلفی همچون منحنی‌های عملکرد درون‌چاهی، اندازه‌ی مناسب لوله مغزی، نرخ سرعت خوردگی ستون چاه، نرخ بحرانی تجمع مایعات، نرخ بحرانی سرعت خوردگی و انتخاب بهترین معادله حالت افت فشار ستون چاه محاسبه می‌گردد. در پایان، بهترین نتایج به دست آمده پس از شبیه‌سازی، انتخاب و نتایج حاصله گزارش می‌گردد.

واژگان کلیدی: پارامترهای بهینه‌سازی تولید، تجمع مایعات<sup>۲</sup>، منحنی‌های عملکرد درون‌چاهی، اندازه‌ی مناسب لوله مغزی، نرخ بحرانی تولید

مقدمه

حفر اولین چاه اکتشافی کشف گردید. گاز تولیدی این میدان دارای  $H_2S$  به میزان ۵۰۰ قدم می‌باشد. میزان گاز در جای میدان در حدود ۷۵۰ میلیارد متر مکعب و میزان گاز قابل استحصال آن، ۵۸۰ میلیارد متر مکعب برآورد می‌گردد. تولید از این میدان از نیمه دوم سال ۱۳۷۳ آغاز گردیده و از ابتدای بهره‌برداری تا پایان سال ۱۳۹۱، نزدیک به ۳۷۰ میلیارد متر مکعب گاز از مخزن تولید شده است که معادل ۶۳ درصد از بازیافت مخزن می‌باشد. طی این مدت، ۱۵۹۰ پام افت فشار در مخزن حاصل شده است؛ به عبارتی، ۴/۳ پام افت فشار به ازای هر میلیارد متر مکعب گاز تولیدی. اطلاعات چاه مورد نظر در جدول ۱- ارائه شده است.

با توجه به طول عمر مخزن و میزان گاز تولیدی آن، بررسی پارامترهای بهینه‌سازی تولید در این میدان مورد توجه قرار گرفته است. به منظور مشاهده پدیده‌های موثر در فرآیند تولید، مطالعه مواردی همچون میزان تجمع مایعات و محاسبه نرخ بحرانی آن، نرخ سرعت خوردگی و نرخ تولید بحرانی آن، بررسی نمودارهای عملکرد درون‌چاهی و لوله مغزی، بررسی خواص سیالات میدان و به دست آوردن نمودار فازی و انتخاب بهترین معادله حالت افت فشار ستون چاه، در دستور کار قرار گرفته است.

با توجه به غنی بودن ایران از نظر ذخایر نفت و گاز و توسعه‌ی این منابع به عنوان منبع اصلی درآمد و ارزآوری کشور، لزوم استفاده بیشتر و بهینه‌تر از این منابع و جلوگیری از هدررفت آن، از اصول اساسی مورد توجه در سیاست‌های شرکت ملی نفت ایران است. در این مقاله، مطالعه موردی بر روی یکی از میادین گاز میعانی شرکت بهره‌برداری نفت و گاز زاگرس جنوبی واقع در جنوب ایران صورت گرفته است. معمولاً با حفر چاه در یک مخزن، هیدروکربورها به طور طبیعی به سطح زمین جریان می‌یابند. در اثر تولید از مخزن، فشار مخزن کم می‌شود و در نتیجه، نرخ جریان تولیدی از چاه، کم و به تدریج قطع می‌گردد. به همین دلیل، جهت تقویت تولید، از سناریوهای مختلفی استفاده می‌شود [۱]. یکی از مشکلات عمده در میادین گاز میعانی که با افزایش تولید و کاهش فشار در مخازن رخ می‌دهد، تجمع مایعات گازی و آب در چاه است. تجمع مایعات در چاه به تدریج باعث کاهش تولید و در نهایت، قطع کامل تولید از مخزن می‌شود [۲]. در این مطالعه، پارامترهای مخزنی مورد نظر توسط نرم‌افزار پایپ‌سیم، شبیه‌سازی می‌گردد و بهترین سناریوی فنی و اقتصادی به منظور بهینه‌سازی تولید، پیشنهاد می‌شود.

## ۱- شرایط میدان

میدان مورد مطالعه که در جنوب ایران واقع شده در سال ۱۳۵۱ با

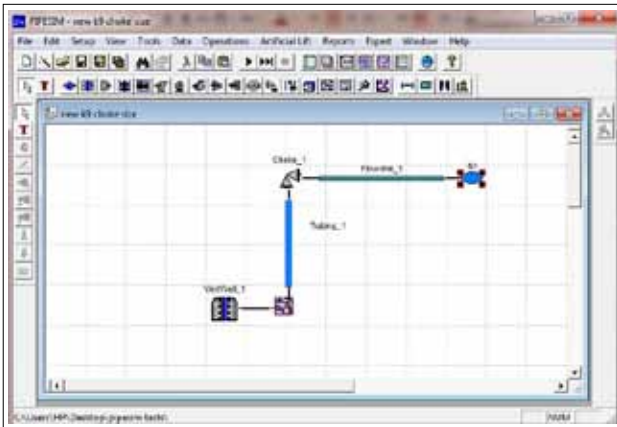
## ۲- مدل‌سازی ستون چاه

در نرم‌افزار پایپ‌سیم که توسط شرکت شلمبرژه ارائه شده است،

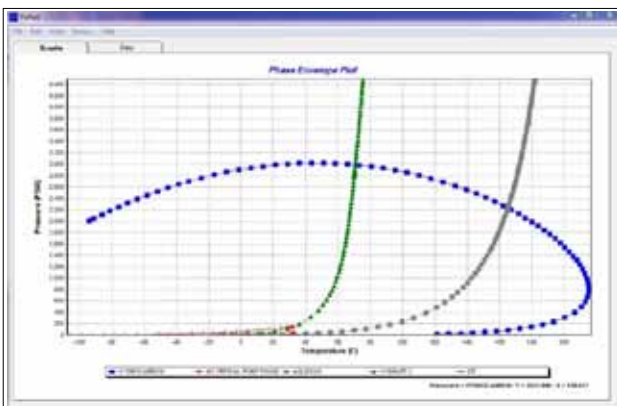
\*نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (h.dehghany@gmail.com)

ناشی از کشیده شدن ذرات جامد است. دو مدل خوردگی سلما و استاندارد ۱۴E انجمن نفت آمریکا<sup>۴</sup> در نرم‌افزار پایپ‌سیم موجود است.

| اطلاعات چاه شیبه‌سازی شده توسط نرم افزار |                                       |
|--|---------------------------------------|
| ۶۴                                       | نرخ تولید چاه (میلیون فوت کعب در روز) |
| ۲۶۵۷                                     | عمق چاه (متر)                         |
| ۲۵۶۰ - ۲۴۸۰                              | عمق مشبک کاری (متر)                   |
| ۷  | اندازه لوله جداری (اینچ)              |
| قائم                                     | حالت چاه                              |
| ۰  | مقدار انحراف چاه (درجه در هر ۱۰۰ فوت) |
| ۲۱۰                                      | دمای ته‌چاهی (فارنهایت)               |
| ۱۳۸۰                                     | متوسط فشار سر چاه (پام)               |
| ۱۷۰۶                                     | متوسط فشار ته چاه (پام)               |
| ۲۱۲۰                                     | فشار استاتیک مخزن (پام)               |



شکل ۱ | نمای کلی از شیبه‌سازی ستون چاه



شکل ۲ | شیبه‌سازی نمودار فازی سیال مخزن

نوار ابزارهای مرتبط با تجهیزات دورن‌چاهی و سرچاهی که در حوزه مهندسی بهره برداری قرار می‌گیرد، در دسترس است. این نرم‌افزار، شیبه‌سازی جریان چندفازی (در حالت پایدار) برای سیستم‌های تولید نفت و گاز فراهم می‌سازد. از این نرم‌افزار می‌توان برای مدل کردن چاه‌ها، آنالیز گره‌ای، فراز آوری گاز، بهینه‌سازی خط لوله و وسایل سرچاهی استفاده کرد. مدل‌های قابل بررسی در این نرم‌افزار عبارتند از: خط لوله و وسایل موجود، آنالیز عملکرد چاه، آنالیز شبکه‌ای، بهینه‌سازی تولید، طراحی میدانی و چاه‌های چند شاخه. ابتدا چاه مطابق شکل ۱- در نرم‌افزار، شیبه‌سازی می‌شود. سپس، مقادیر مربوط به هر قسمت تعریف می‌گردند.

### ۳- بررسی خواص سیالات مخزن

شیبه‌سازی خواص سیالات مخزن معمولاً دقیق‌ترین روش به‌ویژه در سیستم‌های گاز-تر، میعانات و نفت فرار خواهد بود. در هر صورت، اطلاعات دقیق سیالات مخزن کمتر در دسترس مهندس بهره‌برداری است. در مطالعات انجام شده توسط پژوهشگاه صنعت نفت در این میدان، اطلاعات دقیق سیالات آن در اختیار شرکت ملی نفت قرار گرفته است. با استفاده از آن، آنالیز نمودار فازی به‌دست آمده که با کمک آن، شرایط کنونی میدان و نقطه حباب و میعان سیال مشخص می‌گردد (شکل ۲-۳).

### ۴- بررسی قابلیت تولید چاه

بر پایه تحلیل اطلاعات سیال که از تعداد زیادی چاه‌های گازی به‌دست آمده است، در سال ۱۹۳۶ رابطه ۱- بین نرخ سیال گاز و فشار ارائه گردید:

$$Q_{sc} = C(P_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad (1)$$

اساساً این آزمایش‌ها شامل چاه‌های جریانی با دو نرخ تولید و اندازه‌گیری فشار جریانی ته‌چاهی به‌عنوان تابعی از زمان می‌باشد. زمانی که اطلاعات ثبت شده به درستی آنالیز گردید، تعیین پتانسیل سیال و ایجاد روابط نمودار عملکرد درون‌چاهی<sup>۳</sup> چاه‌گازی امکان‌پذیر می‌گردد. در شکل ۳- نمودار عملکرد این چاه با داشتن فشار و نرخ تولید نشان داده شده و پارامترهای n و c محاسبه گردیده است [۴].

### ۵- پیش‌بینی خوردگی و انتخاب لوله مغزی بهینه

خوردگی مدت زمان زیادی است که به‌عنوان یکی از سرچشمه‌های بروز مشکلات در سیستم‌های تولید نفت و گاز شناخته شده است. خوردگی می‌تواند در سیالات با ذرات جامد اتفاق بیفتد، اما معمولاً



کوچک‌تر، به دلیل کاهش نرخ تولید، از دیدگاه اقتصادی عملاً امکان‌پذیر نخواهد بود [۶].

#### ۶- بررسی پدیده انباشت مایعات

چاه‌های گازی معمولاً به همراه گاز، آب و میعانات گازی را به شکل غبار آلود تولید می‌کنند. هنگامی که سرعت جریان گاز در چاه به دلیل کاهش فشار مخزن افت می‌کند، توانایی حرکت گاز کاهش می‌یابد. زمانی که سرعت گاز به یک سطح بحرانی افت پیدا کرد، مایعات در چاه شروع به تجمع می‌کنند که پدیده تجمع مایعات نام دارد. این واکنش، فشار ته‌چاهی را افزایش و نرخ تولید گاز را پایین می‌آورد. نرخ تولید پایین گاز منجر به کاهش سرعت گاز خواهد شد و در نهایت، تولید چاه را متوقف می‌کند [۷].

در اکثر چاه‌های گازی، رژیم annular-mist جریان دارد و میعانات به‌عنوان اجزای منحصربه‌فرد در هسته گاز و به‌عنوان یک لایه‌ی مایع در طول لوله مغزی چاه در جریان هستند. با آنالیز تعداد زیادی از منابع اطلاعاتی چاه‌های تولیدی گاز، آقای ترنر متوجه شد که با استفاده از یک تعادل نیرو که بر روی قطرات اعمال می‌شود، می‌تواند پیش‌بینی کند که مایعات به سمت بالا یا پایین جریان دارند؛ اگر سرعت گاز بالای سرعت بحرانی باشد، نیروی کشش، قطرات را بالا می‌برد، در غیر

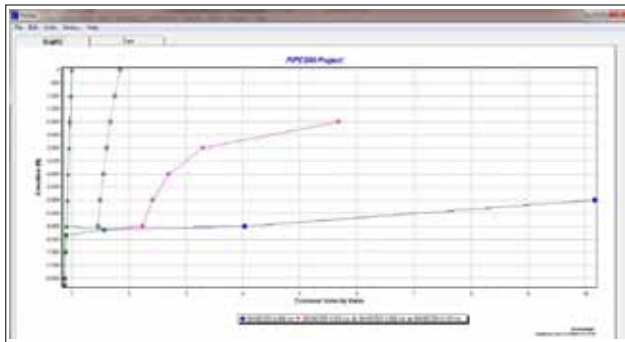
شبه‌سازی نرخ سرعت خوردگی در لوله مغزی با اندازه‌های مختلف و بر مبنای عمق صورت گرفته است (شکل-۴). با توجه به اینکه این پدیده برای مقادیر نرخ سرعت خوردگی بزرگتر از یک وجود دارد، براساس تحلیل صورت گرفته، در لوله مغزی با قطر داخلی ۳/۹۵۸ اینچ و در فواصل بالایی ستون، وجود این پدیده کاملاً مشهود است [۵].

نرخ تولید بحرانی ستون چاه در لوله مغزی با قطر داخلی ۶/۱۸۴ اینچ، برابر با ۷۰ میلیون فوت مکعب به‌دست آمد (شکل-۵). بنابراین، در صورت افزایش نرخ تولید، نرخ سرعت خوردگی به مرز خود رسیده و ذرات جامد، تأثیر منفی خود را بر سیستم نمایان می‌سازند.

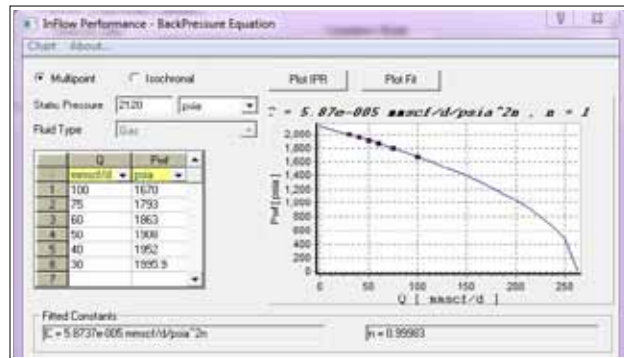
برای انتخاب اندازه مناسب لوله مغزی ستون چاه، از نمودار عملکرد لوله مغزی استفاده شده است (شکل-۶). مطابق شکل، از ارزیابی نمودارهای عملکرد درون‌چاهی و لوله‌مغزی، اندازه بهینه مشخص می‌گردد.

در این شکل، نقطه بهینه در تلاقی دو نمودار مشخص می‌گردد؛ در صورت تولید با نرخ بالاتر از چاه، فشار متوسط مخزن کاهش می‌یابد که این موضوع، به‌ویژه در میدان‌های نفتی در راستای مدیریت و صیانت از مخازن بسیار حائز اهمیت است.

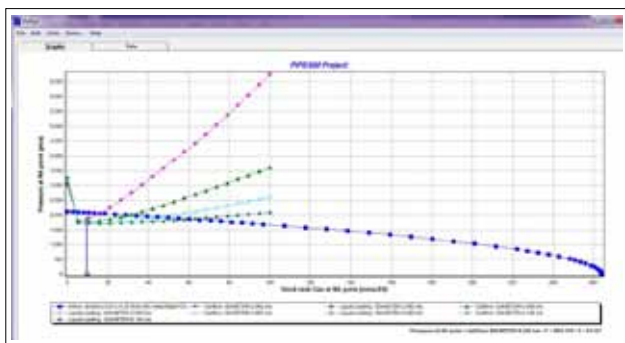
اما در چاه‌های گازی، به دلیل ضریب بازیافت بالا، این دیدگاه تا حدی نادیده گرفته می‌شود و انتخاب لوله مغزی با اندازه‌ی داخلی



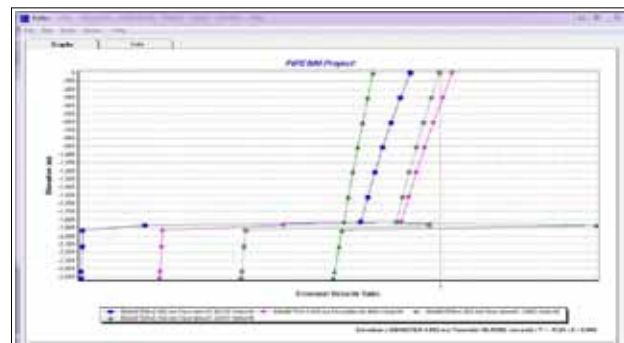
شکل ۵ | نمودار نرخ بحرانی سرعت خوردگی با نرخ تولید ۷۰ میلیون فوت مکعب در روز



شکل ۶ | نمودار IPR محاسبه شده توسط نرم‌افزار



شکل ۷ | نمودار IPR و TPR ستون چاه



شکل ۸ | نمودار میزان سرعت خوردگی در لوله مغزی‌های مختلف ستون چاه

این صورت، قطرات سقوط می‌کنند [۸]. ارزیابی پدیده‌ی تجمع مایعات<sup>۵</sup> در ستون چاه، در شکل ۷- نشان داده شده است. در محاسبه‌ی وجود این پدیده، مقادیر بزرگتر از عدد یک در محور X نمایانگر انباشت مایعات در ستون چاه می‌باشد و همانطوری که مشاهده می‌شود، در شرایط کنونی، اثری از این پدیده در ستون چاه وجود ندارد. لذا، محاسبه نرخ تولید بحرانی برای تجمع مایعات در ستون چاه با نرخ تولید مربوطه در شکل ۸- نشان داده شده و میزان نرخ تولید بحرانی از این چاه به میزان ده میلیون فوت مکعب در روز به دست آمده است. این عدد نشان‌دهنده آن است که تولید با کمتر از این نرخ، منجر به ایجاد میعانات گازی در ستون چاه می‌گردد.

### ۷- انتخاب بهترین معادله حالت افت فشار ستون چاه

مطابق با اصول محاسبات افت فشار جریان‌های فازی در خطوط لوله‌های نفت و گاز، معادلات بسیاری ارائه شده است که انتخاب بهترین معادله حالت ممکن، نقش مهمی در محاسبه فشارهای ته‌چاهی و سرچاهی ایفا می‌کند. لذا، حساسیت‌سنجی معادلات حالت مختلف در راستای انتخاب بهترین مقادیر فشار سرچاهی و فشار ته‌چاهی انجام

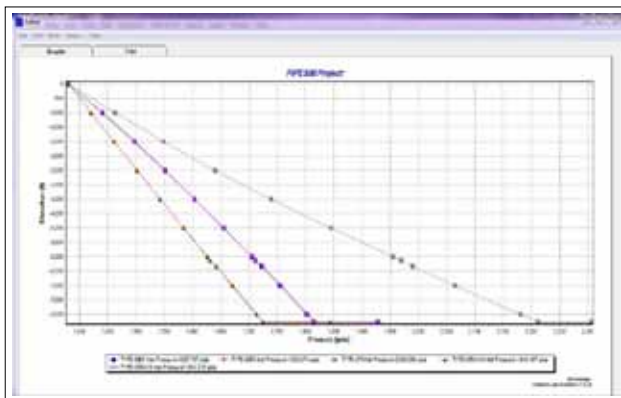
شد (شکل ۹- [۹]).

در شکل ۹- از محاسبه چهار معادله حالت Duns & Ros، Beggs & Gray، Hagedorn & Brown جهت انتخاب بهترین مقدار فشار ته‌چاهی استفاده شده است. همانطور که از بررسی مقادیر فشارهای میدانی با مقادیر گزارش شده از نرم‌افزار مشخص گردید، معادله حالت Gray نزدیک‌ترین مقدار به مقادیر واقعی را محاسبه کرده است.

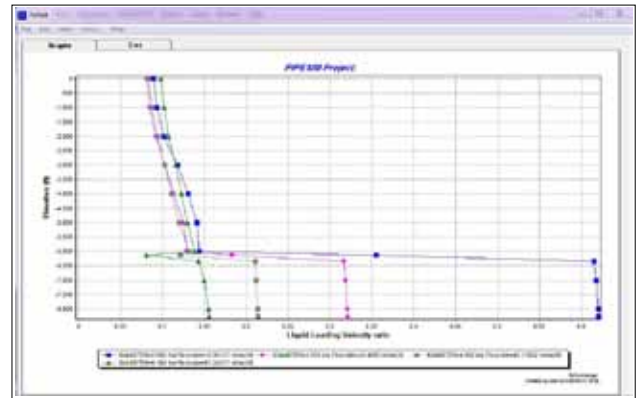
شکل ۱۰- نیز با محاسبه چهار معادله حالت Duns & Ros، Beggs & Gray، Hagedorn & Brown و فشار سرچاهی به دست آمده است. همانطور که از بررسی مقادیر فشارهای میدانی با مقادیر نمودار مشخص گردید، معادله حالت Gray نزدیک‌ترین مقدار به مقادیر واقعی را محاسبه نموده است. پس در محاسبات ستون چاه، از این معادله‌ی حالت در راستای میزان افت فشار استفاده گردید.

### نتیجه‌گیری

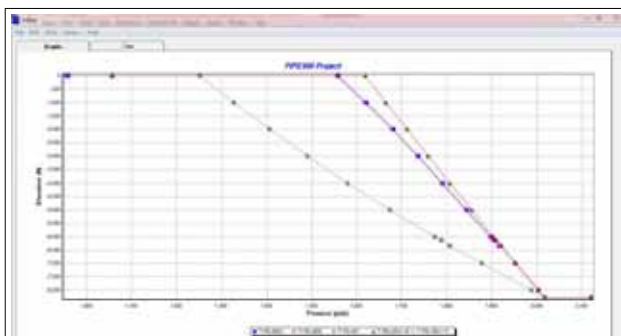
نتایج این مطالعه برای بهینه‌سازی در چاه‌های گاز میعانی در یکی از میداين شرکت بهره‌برداري نفت و گاز زاگرس جنوبی



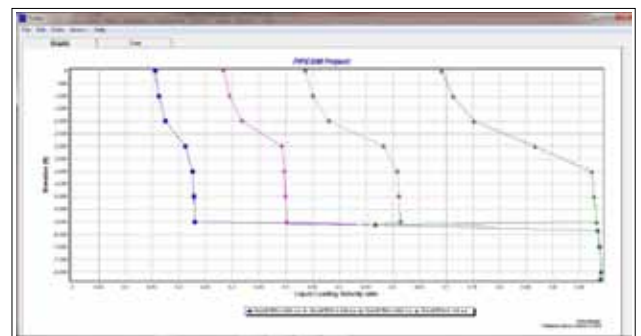
شکل ۹ | نمودار انتخاب بهترین معادله حالت در ستون چاه بر مبنای ارزیابی فشار ته‌چاهی



شکل ۷ | نمودار میزان نرخ سرعت تجمع مایعات در لوله مغزی با اندازه‌های متفاوت در ستون چاه



شکل ۱۰ | نمودار انتخاب بهترین معادله حالت در ستون چاه بر مبنای ارزیابی فشار سرچاهی



شکل ۸ | نمودار میزان نرخ تولید بحرانی در پدیده انباشت مایعات با نرخ ۱۰ میلیون فوت مکعب در روز



عبارت است از:

\* در فرآیند انتخاب بهترین معادله حالت منطبق بر پارامترهای مخزن، علی‌رغم پیشنهاد شرکت شلمبرژه<sup>۵</sup> مبنی بر استفاده از معادله حالت Duns & Ros در چاه‌های گازی، مطالعات انجام شده بر روی اطلاعات چند چاه نشان از دقت پایین محاسبه‌ی این معادله‌ی حالت داشت و پس از بررسی انجام شده بر روی چند چاه، معادله حالت Gray به‌عنوان نزدیک‌ترین حالت به مقادیر واقعی فشار سرچاهی و ته‌چاهی و نرخ تولید انتخاب گردید.

\* در این تحقیق، به کمک شبیه‌سازی، اندازه بهینه قطر داخلی لوله مغزی، با بررسی نمودارهای IPR و TPR، به میزان ۱۴/۸۹۲ اینچ محاسبه گردید که در کنار جنبه‌های فنی، لازم است مسائل اقتصادی نیز مورد توجه قرار گیرد، زیرا با تغییر قطر داخلی لوله مغزی، علاوه بر اعمال هزینه‌های جایگزین، با کاهش نرخ تولید مواجه می‌شویم که با توجه به سیاست‌های شرکت بهره‌برداری در تولید با حداکثر توان مخزن و میزان بالای ضریب برداشت مخازن گازی، تغییر در ساختار تکمیل چاه، در مدیریت و صیانت از این مخزن تأثیر ناچیزی دارد. لذا در مجموع، تغییر ساختار رشته تکمیلی پیشنهاد نمی‌شود و تنها عامل منفی در راستای اتخاذ این تصمیم، افت فشار سرچاهی و ته‌چاهی و

به موازات آن، فشار متوسط مخزن در جهت ثابت نگه‌داشتن نرخ تولید از چاه است.

\* در شبیه‌سازی پارامتر نرخ سرعت خوردگی در این چاه، نتایج، نشان‌دهنده وجود این پدیده در بالای ستون چاه و نزدیک به سطح می‌باشد که در لوله مغزی با قطر داخلی ۳/۹۵۸ اینچ، کاملاً وجود این پدیده مشهود بوده و به‌هیچ‌عنوان از این اندازه نباید در رشته تکمیلی چاه استفاده شود. در مطالعه‌ی انجام شده، نرخ تولید بحرانی در جهت پدیده خوردگی به میزان ۷۰ میلیون فوت مکعب در روز محاسبه گردید که در صورت افزایش نرخ تولید، لازم است مطالعات تکمیلی جهت جلوگیری از پدیده خوردگی انجام گردد.

\* پدیده تجمع مایعات که مانعی مهم در مسیر تولید تلقی می‌شود، به‌عنوان یکی از پارامترهای مهم در این شبیه‌سازی مورد بررسی قرار گرفت که در نتیجه‌ی حاصل شده، حضور این پدیده در ستون چاه مشاهده نگردید. یکی از دلایل این امر، میزان بالای نرخ تولید از چاه است. محدوده‌ی نرخ تولید بحرانی به میزان ۱۰ میلیون فوت مکعب در روز برای این چاه محاسبه گردید.

\* نتیجه‌ی تصمیم‌گیری برای میادین و چاه‌های دیگر این میدان، با توجه به خصوصیات آن‌ها ممکن است تغییر کند. ■

#### پانویس‌ها

<sup>1</sup> Pipesim

<sup>3</sup> IPR

<sup>5</sup> Liquid Loading

<sup>2</sup> Liquid Loading

<sup>4</sup> API 14E

<sup>6</sup> Schlumberger

#### منابع

- [1]. Hagedorn, A. R., and Brown, K.E., "Experimental Study of Pressure Gradient Occurring During Continuous Two Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits", J. of Petroleum Technology, Vol. 475, pp. 234, 1965.
- [2]. Coleman, S. B., Clay, H. B. and McCurdy D.G. "A New Look at Predicting Gas-Well Load Up". J. of Petroleum Technology, Vol.43, No.3, 1991, pp. 329-333.
- [3]. Ahmed, T. and McKinney, P."Advanced Reservoir Engineering", Elsevier Inc. Gulf Professional Publishing, 2005, Burlington, USA, pp. 165170-.
- [4]. "Production Technology 1 Handout", Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Scotlands. pp. 2936-.
- [5]. Rahman, M.M. "Optimizing Treatment Parameters for Enhanced Hydrocarbon Production by Hydraulic Fracturing". J. of Canadian Petroleum Technology, Vol.42, No. 6, 2003.
- [6]. Boyun Guo, William C.Iyons and Ali Ghalambor., "Petroleum Production Engineering" Elsevier Science & Technology Books, 2007 pp.7180-.
- [7]. Arachman, F. et al. "Liquid Unloading in a Big Bore Completion: A Comparison Among Gas Lift, Intermittent Production, and Installation of Velocity String". SPE 88523, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Perth, Australia, 2004.
- [8]. Hearn, W. "Gas Well Deliquification". SPE 138672, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 2010.
- [9]. Hagedorn, A. R., and Brown, K.E., "Experimental Study of Pressure Gradient Occurring During Continuous Two Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits", J. of Petroleum Technology, Vol. 475, pp. 2341965, 238-.