

# اثر هیستریسیس و خطاهای وارده بر آزمایش‌های تورم نفت

پژوهش نفت

سال هفدهم  
شماره ۲-۵۶  
صفحه ۶۹-۶۲، ۱۳۸۶

عباس شهرآبادی\*، محبت احمدی و حسام بختیاری  
پژوهشگاه صنعت نفت، پژوهشکده مهندسی نفت  
shahrabadi@ripi.ir

## مقدمه

در تمامی رشته‌های علوم و مهندسی، دقت نتایج محاسبه‌ها، همیشه از دقت اطلاعات ورودی به محاسبات کمتر است. این امر یا ناشی از محاسبات عددی بوده یا به دلیل ساده‌سازی‌های بیش از حد در فرمولاسیون ریاضی پدیده‌های فیزیکی ایجاد می‌شود. خطاها، همیشه در اندازه‌گیری‌ها و محاسبه‌ها وجود دارند. بررسی میزان این خطاها و نتایج حاصل از آن‌ها در زمینه‌های مختلف مهندسی نفت از اهمیت خاصی برخوردار بوده و توجه محققین زیادی را به این موضوع جلب کرده است. این مساله در تمامی قسمت‌های مهندسی نفت از جمله شبیه‌سازی مخازن [۱-۵]، پیش‌بینی رفتار مخزن [۶]، چاه آزمایی [۷ و ۸]، آنالیز نمودارهای کاهش تولید [۹ و ۱۰] و خواص سیالات به چشم می‌خورد.

در شبیه‌سازی مخازن یک قانون وجود دارد که می‌گوید: "با وارد کردن اطلاعات نادرست همیشه جواب‌های نادرست دریافت می‌کنیم". چنانچه اطلاعات غلط و یا کم کیفیت وارد شبیه‌ساز شود، نمی‌توان انتظار داشت که نتایج خوب از شبیه‌ساز دریافت شود. در شبیه‌سازی مخزن، بیشتر عدم قطعیت‌ها در زمینه توصیف مخزن<sup>۱</sup> می‌باشد. امروزه توسط روش‌های استوکاستیک می‌توان از یک دسته اطلاعات زمین‌شناسی، پتروفیزیک و سایر اطلاعات مورد نیاز، تعداد

## چکیده

رفتار فازی سیالات مخزن در مهندسی مخازن برای طراحی فرایندها و مدیریت مخازن حائز اهمیت بوده و در شبیه‌سازی مخازن که با هدف پیش‌بینی رفتار مخازن هیدروکربنی انجام می‌شود، دارای یک نقش کلیدی است. حل شدن گاز در نفت ممکن است از این امر ناشی شود که گاز در فشاری بالاتر از فشار اشباع نفت به آن تزریق شده و در همان فشار بالا برای مدت کافی با آن در تماس باشد. این پدیده مخصوصاً زمانی که گاز به یک مخزن اشباع نشده تزریق می‌شود، مشهود است. از آنجایی که پیش‌بینی رفتار دینامیکی چنین مخازنی تنها با استفاده از مدل‌های ترکیبی ممکن است، لذا انجام آزمایش‌های تورم در چنین مواردی بسیار مرسوم می‌باشد. نتایج این آزمایش‌ها همراه با اطلاعات سایر آزمایش‌های فشار، حجم و حرارت (PVT)، برای تنظیم کردن یک معادله حالت که قسمتی از کار شبیه‌سازی است، مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این مقاله، خطاهای وارد شده در این نوع آزمایش‌ها زمانی که با رویه‌های نادرست در بعضی از مراکز تحقیقاتی انجام می‌شود و همچنین اثر هیستریسیس، آزمایش تورم که تغییرات فشار از بالا به پایین را همراهی می‌کند، بررسی می‌شود. در این مطالعه از یک معادله حالت تنظیم شده برای مدل‌سازی مراحل مختلف آزمایش‌ها استفاده شد.

واژه‌های کلیدی: آزمایش تورم، هیستریسیس، خطا، تزریق گاز

شاید تصور شود که حل شدن گاز در نفت یک فرایند یک طرفه است. برای توضیح این مطلب فرض کنید در داخل یک سلول، حجم مشخصی از یک نمونه نفت زنده در فشار و دمای خاص با حجم مشخصی از گاز در تماس قرار می‌گیرد. در حالیکه این حجم گاز بیشتر از حجمی است که حجم مذکور نفت می‌تواند تحت این شرایط در خود حل کند. تصور می‌شود که تنها اجزای گاز می‌توانند وارد فاز نفت شوند و عکس این عمل انجام نمی‌گیرد. از نقطه نظر ترمودینامیکی این فرض یا دیدگاه حتی برای نفت‌های سنگین هم صحیح نمی‌باشد، زیرا هر چه نفت سنگین‌تر باشد تمایل اجزای آن برای مهاجرت به فاز گاز کمتر می‌شود. زمانی که یک نمونه نفت و گاز در یک فشار و دمای خاص با هم در تماس قرار می‌گیرند فازهای نهایی بعد از رسیدن به تعادل، همان فازهایی هستند که یک سیال با ترکیب کلی نفت و گاز موجود در سلول در آن شرایط فشار و دما، فلش می‌شوند.

### رویه غیر استاندارد

این رویه که استفاده از آن در بعضی از مراکز تحقیقاتی مشاهده شده است به این شرح است:

برای انجام آزمایش تورم، ابتدا یک نمونه نفت زنده مخزن که از نمونه ته چاهی و یا ترکیب نفت و گاز خروجی جداکننده‌ها تهیه شده، آماده می‌شود. این نمونه نفت به داخل یک سلول محتوی گاز در دمای محیط تزریق می‌شود. سپس فشار سلول را به بالاترین فشاری که مدنظر است افزایش می‌دهند. مقدار گاز در سلول مذکور بیشتر از مقدار گازی است که حجم نفت تزریقی به سلول در دمای محیط و فشار مذکور می‌تواند در خود حل کند. بعد از تکان دادن و اطمینان از اینکه نفت و گاز به تعادل رسیده‌اند و اینکه گاز بیشتری در نفت حل نمی‌شود. در فشار ثابت، گاز بالای نفت رها شده و نفت به داخل سلول دیگر که داخل حمام قرار دارد منتقل می‌شود. دمای سلول حاوی نفت را به دمای مخزن افزایش می‌دهند. این افزایش دما

بیشماری مدل زمین‌شناسی از یک مخزن ساخت. درحالی‌که احتمال صحت و شبیه بودن به مخزن واقعی در همه آن‌ها یکسان است. بنابراین، کار شبیه‌سازی باز، عدم قطعیت زیادی را دارا می‌باشد. هر چند بهتر است که اطلاعات مهیا شده برای شبیه‌ساز تا آنجایی که ممکن است دقیق باشد لکن در مورد آن قسمت از اطلاعات که با مشاهدات مستقیم بشر اندازه‌گیری می‌شوند، انتظار بیشتری به دقیق بودن آن‌ها می‌رود. اطلاعات اندازه‌گیری شده PVT از جمله این گروه می‌باشند. توجه کافی، می‌تواند انجام درست و دقیق را در مراحل مختلف از جمله نمونه‌گیری، آنالیز ترکیبات و بررسی رفتار سیال در اثر تغییرات فشار و دما تضمین کند.

آزمایش‌های تورم<sup>۱</sup> با هدف شبیه‌سازی فرایند حل شدن گاز در نفت و اندازه‌گیری خواص نفت در نتیجه این فرایند انجام می‌شوند. تغییر حجم نفت و خصوصاً گرانیوی آن از مهم‌ترین عواملی هستند که در ارزیابی این پدیده مورد توجه قرار می‌گیرند. عامل اول را می‌توان با بررسی ضریب حجمی نفت<sup>۲</sup> و یا فاکتور تورم<sup>۳</sup> ارزیابی کرد و دومین عامل را می‌توان با دنبال کردن تغییرات گرانیوی ارزیابی نمود. روش استاندارد انجام این آزمایش در مراجع مختلف [۱۲ و ۱۳] آمده است که خلاصه آن بدین شرح است:

گاز به داخل یک سلول که حاوی حجم مشخصی نفت در فشار اشباع نفت و دمای مخزن است، تزریق می‌شود. با گذشت زمان، حجم گاز تزریقی به درستی و با دقت اندازه‌گیری و ثبت می‌شود. سپس تزریق موقتاً متوقف شده و فشار شبه اشباع جدید اندازه‌گیری می‌شود. با دانستن حجم اولیه استاندارد نفت قبل از شروع این مرحله از تزریق، حجم کنونی نفت داخل سلول و حجم استاندارد گاز تزریق شده، عوامل نسبت گاز به نفت<sup>۴</sup> و ضریب حجمی نفت در حالت جدید را می‌توان محاسبه کرد. با خارج کردن مقداری از نفت در فشار ثابت، گرانیوی نفت را مستقیماً اندازه‌گیری می‌کنند. حجم نفت باقی‌مانده در سلول و معادل استاندارد آن محاسبه می‌شود. تزریق گاز دوباره از سر گرفته می‌شود و این فرایند و در نتیجه آن افزایش فشار و تورم نفت تا رسیدن به فشار موردنظر ادامه می‌یابد.

1. Swelling Test  
2. Formation Volume Factor  
3. Swelling Factor  
4. Solution Gas Oil Ratio

تورم از فشار بالا به پایین به عنوان رویه سوم (R-D) انجام شد. این رویه به صورت زیر مورد بررسی قرار گرفت: ابتدا به روش حدس و خطا، جزء مولی گاز در آزمایش تورم به گونه‌ای انتخاب شد تا فشار شبه اشباع نفت حاصل از حل شدن این جزء مولی گاز در نفت مورد نظر به بالاترین

جدول ۱- ترکیب نفت‌های مورد استفاده در این مطالعه

| جزء                          | نفت سبک (A) | نفت سنگین (B) |
|------------------------------|-------------|---------------|
| H <sub>2</sub> S             | ۰/۰۲        | ۰/۰۰          |
| N <sub>2</sub>               | ۰/۱۴        | ۰/۶۶          |
| CO <sub>2</sub>              | ۰/۰۷        | ۰/۲۳          |
| C <sub>1</sub>               | ۳۷/۳۹       | ۱۰/۳۵         |
| C <sub>2</sub>               | ۹/۱۹        | ۲/۳۵          |
| C <sub>3</sub>               | ۷/۱۴        | ۱/۹۵          |
| iC <sub>4</sub>              | ۱/۵۹        | ۱/۶۲          |
| nC <sub>4</sub>              | ۱/۵۲        | ۴/۰۰          |
| iC <sub>5</sub>              | ۲/۲۸        | ۳/۶۰          |
| nC <sub>5</sub>              | ۲/۴۷        | ۲/۲۸          |
| C <sub>6</sub>               | ۳/۴۰        | ۲/۷۴          |
| C <sub>7</sub>               | ۳/۳۲        | ۲/۱۵          |
| C <sub>8</sub>               | ۲/۸۶        | ۲/۴۲          |
| C <sub>9</sub>               | ۱/۷۶        | ۲/۱۵          |
| C <sub>10</sub>              | ۱/۹۷        | ۳/۱۳          |
| C <sub>11</sub>              | ۲/۰۷        | ۲/۵۲          |
| C <sub>12</sub> <sup>+</sup> | ۱۹/۸۲       | ۵۷/۸۶         |

جدول ۲- خواص نفت‌های مورد استفاده

| خاصیت                  | نفت سبک (A) | نفت سنگین (B) |
|------------------------|-------------|---------------|
| جرم ملکولی جزء سنگین   | ۳۳۵         | ۳۷۰           |
| وزن مخصوص جزء سنگین    | ۰/۹۸۹۰      | ۱/۰۴۷۳        |
| ضریب حجمی نفت          | ۱/۳۱۲۱      | ۱/۰۵۰۸        |
| نسبت گاز به نفت        | ۴۶۰         | ۶۶/۸          |
| فشار نقطه حباب (پاوند) | ۱۷۳۰        | ۶۲۴           |
| API                    | ۳۲          | ۷/۲۴          |

باعث فرار اجزایی از نفت شده و تشکیل یک فاز جدید گاز را سبب می‌شود. پس از خارج کردن فاز گازی تشکیل شده، خواص نفت باقی‌مانده را اندازه‌گیری یا محاسبه کرده و به عنوان اطلاعات بالاترین فشار ثبت می‌کنند. برای گرفتن اطلاعات نقطه دوم فشار، با خارج کردن جیوه، فشار داخل سلول را تا رسیدن به فشار مورد نظر کاهش می‌دهند. بعد از به تعادل رسیدن نفت و گاز در این فشار، کلاهک گازی تشکیل شده در این فشار را رها کرده و خواص نفت باقی‌مانده را اندازه‌گیری و یا محاسبه می‌کنند. این روش تا رسیدن به پایین‌ترین فشار مورد نظر که همیشه بالاتر از فشار حباب اولیه نمونه نفت زنده است، ادامه پیدا می‌کند. در این روش از زمانی که فشار کاهش می‌یابد، آزمایش دقیقاً شبیه آزمایش تبخیر مرحله‌ای است.

در این مطالعه نتایج حاصل از دو روش استاندارد و غیراستاندارد و همچنین تغییر خواص نفت حاصل از روش استاندارد زمانی که برای تغییرات، فشار عکس می‌شود (یعنی حرکت به منظور کاهش فشار است) با یکدیگر مقایسه می‌شوند.

### مطالعه انجام شده

در این تحقیق، تورم دو نمونه نفت مورد مطالعه قرار گرفته است. ترکیب و خواص این نفت‌ها در جداول ۱ و ۲ آمده است. در ابتدا، برای هر یک از نفت‌ها با استفاده از نرم‌افزار Winprop و با به‌کارگیری اطلاعات PVT موجود برای آن نفت، عامل‌های معادله حالت پنگ رابینسون تنظیم شد. عامل‌های تنظیم شده عبارتند از عامل برهم‌کنش جزء C<sub>12</sub><sup>+</sup> و اجزای غیر هیدروکربنی و همچنین خواص بحرانی جزء C<sub>12</sub><sup>+</sup>. این معادله حالت تنظیم شده برای شبیه‌سازی مراحل مختلف آزمایش تورم بر مبنای روش‌های درست (R) و نادرست (W) به صورت مستقل مورد استفاده قرار گرفت. در مرحله اول روش نادرست، یک مول نفت با دو مول گاز تماس داده شد. گاز تزریقی متان خالص بود. در همه روش‌ها و در هر فشار دلخواه، خواص فاز نفت با تعریف یک آزمایش تبخیر مرحله‌ای محاسبه شد.

تحلیل دیگری برای فهمیدن عمیق‌تر اثر هیسترسیس بر روی خواص نفت، هنگام کاهش فشار و یا انجام آزمایش

### نتایج و بحث

در این بخش نتایج محاسبات حاصل از شبیه‌سازی سه رویه متفاوت، ارائه و با یکدیگر مقایسه می‌شوند. مقادیر عددی این نتایج به ترتیب در جداول ۳ و ۴ مربوط به دو نمونه نفتی داده شده است. این نتایج در نمودارهای ۱ الی ۱۰ آمده است.

مقادیر خطا در نمودارهای ۷ تا ۱۰ با مبنای قرار دادن مقادیر به‌دست آمده در روش درست محاسبه شده‌اند. همان‌طوری‌که نمودارهای ۱ تا ۶ نشان می‌دهند، مقادیر حاصل از سه روش با یکدیگر متفاوت بوده و هیچ زوجی نتایج کاملاً مشابهی با یکدیگر را نشان نمی‌دهند. در روش نادرست برای نمونه نفت اول (نمونه سبکتر) بیشترین خطاها در نسبت نفت به گاز بوده (نمودار ۳) در حالی‌که گرانی، کمترین مقدار خطا را نشان می‌دهد (نمودار ۵).

فشار مورد نظر برسد. ترکیب جدید مخلوط نفتی که در فشار اشباع خود می‌باشد، منظور شد. سپس خواص آن با تعریف یک آزمایش تبخیر مرحله‌ای محاسبه شد. نتایج دقیقاً شبیه مقادیری بود که از شبیه‌سازی رویه درست به‌دست آمده بود. برای اندازه‌گیری خواص نفت در فشار پایین‌تر، یک آزمایش فلاش<sup>۱</sup> بر روی این مخلوط نفتی در فشار پایین‌تر تعریف شد.

خواص فاز نفتی حاصل با دانستن ترکیب آن (حاصل از آزمایش فلاش) و به کمک آزمایش تبخیر مرحله‌ای محاسبه شد. این روند تا رسیدن به پایین‌ترین فشار مورد نظر ادامه یافت. هدف از شبیه‌سازی این بود که محققین بعضاً تصور می‌کنند که تفاوتی در نتایج حاصل از این روش (حرکت از بالاترین فشار به پایین‌ترین فشار دلخواه) و نتایج حاصل از این رویه صحیح وجود نخواهد داشت.

جدول ۳- نتایج حاصل از محاسبات ضریب حجمی نفت، نسبت گاز به نفت و ویسکوزیته نفت A

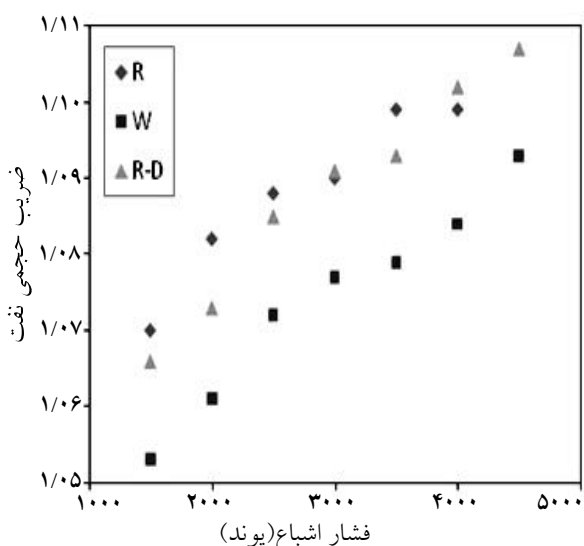
| ضریب حجمی نفت |      |      | نسبت گاز به نفت |      |     | ویسکوزیته (سانتی پواز) |       |       | فشار (پاند) |
|---------------|------|------|-----------------|------|-----|------------------------|-------|-------|-------------|
| R             | W    | R-D  | R               | W    | R-D | R                      | W     | R-D   |             |
| ۱/۳۵          | ۱/۲۶ | ۱/۲۸ | ۵۹۰             | ۴۴۰  | ۴۸۰ | ۰/۱۸۵                  | ۰/۱۸۵ | ۰/۱۸۵ | ۲۰۰۰        |
| ۱/۳۹          | ۱/۳۳ | ۱/۳۳ | ۷۰۰             | ۵۶۵  | ۵۹۵ | ۰/۱۷۸                  | ۰/۱۷۸ | ۰/۱۷۸ | ۲۵۰۰        |
| ۱/۴۴          | ۱/۳۶ | ۱/۳۸ | ۸۰۰             | ۶۸۵  | ۷۲۵ | ۰/۱۷۲                  | ۰/۱۷۲ | ۰/۱۷۲ | ۳۰۰۰        |
| ۱/۴۷          | ۱/۴۱ | ۱/۴۴ | ۹۱۰             | ۷۹۵  | ۸۵۰ | ۰/۱۶۶                  | ۰/۱۶۶ | ۰/۱۶۶ | ۳۵۰۰        |
| ۱/۵۲          | ۱/۴۷ | ۱/۵  | ۱۰۲۰            | ۹۳۰  | ۹۹۰ | ۰/۱۵۸                  | ۰/۱۵۸ | ۰/۱۵۸ | ۴۰۰۰        |
| ۱/۵۶          | ۱/۴۹ |      | ۱۱۲۰            | ۱۰۴۰ |     | ۰/۱۵۵                  | ۰/۱۵۵ | ۰/۱۵۵ | ۴۵۰۰        |

جدول ۴- نتایج حاصل از محاسبات ضریب حجمی نفت، نسبت گاز به نفت و ویسکوزیته نفت B

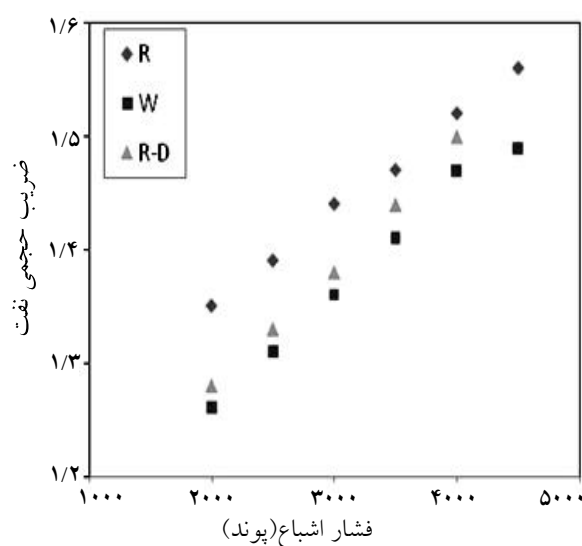
| ضریب حجمی نفت |       |       | نسبت گاز به نفت |     |     | ویسکوزیته (سانتی پواز) |     |     | فشار (پاند) |
|---------------|-------|-------|-----------------|-----|-----|------------------------|-----|-----|-------------|
| R             | W     | R-D   | R               | W   | R-D | R                      | W   | R-D |             |
| ۱/۰۷          | ۱/۰۵۳ | ۱/۰۶۶ | ۱۲۵             | ۱۰۶ | ۱۲۰ | ۹۲                     | ۱۶۲ | ۱۰۴ | ۱۵۰۰        |
| ۱/۰۸۲         | ۱/۰۶۱ | ۱/۰۷۳ | ۱۵۶             | ۱۲۷ | ۱۴۶ | ۶۲                     | ۱۰۸ | ۷۱  | ۲۰۰۰        |
| ۱/۰۸۸         | ۱/۰۷۲ | ۱/۰۸۵ | ۱۸۴             | ۱۵۳ | ۱۷۶ | ۴۳                     | ۷۶  | ۵۰  | ۲۵۰۰        |
| ۱/۰۹          | ۱/۰۷۷ | ۱/۰۹۱ | ۱۹۸             | ۱۷۲ | ۱۹۷ | ۳۸                     | ۶۰  | ۴۰  | ۳۰۰۰        |
| ۱/۰۹۹         | ۱/۰۷۹ | ۱/۰۹۳ | ۲۲۲             | ۱۸۴ | ۲۱۳ | ۳۰                     | ۴۶  | ۳۲  | ۳۵۰۰        |
| ۱/۰۹۹         | ۱/۰۸۴ | ۱/۱۰۲ | ۲۳۱             | ۲۰۴ | ۲۳۶ | ۲۵                     | ۳۷  | ۲۴  | ۴۰۰۰        |
|               | ۱/۰۹۳ | ۱/۱۰۷ | ۲۵۶             | ۲۲۹ | ۲۵۶ | ۲۱                     | ۳۱  | ۲۱  | ۴۵۰۰        |

حامل خطاهای زیادی بودند (نمودارهای ۴ و ۶). خطاهای زیاد در گرانیوی این نمونه، مربوط به اثر عمیق گاز حل شده در کاهش گرانیوی نفت می‌باشد. در مورد هر دو نوع نفت، مقادیر محاسبه شده ضریب حجمی نفت در سه روش مورد بررسی، به یکدیگر بسیار نزدیک بودند. خطاها در مقادیر نسبت گاز به نفت خصوصاً در فشارهای پایین، قابل ملاحظه می‌باشند. نتایج حاصل برای نفت سبک و سنگین (به ترتیب A و B) در شکل‌های ۷ تا ۱۰ نشان داده شده‌اند. همان‌گونه که در نمودارها آمده است نتایج حاصل در استفاده از روش سوم (R-D)، حامل مقادیر خطا ولی با شدت کمتری نسبت به روش نادرست می‌باشد.

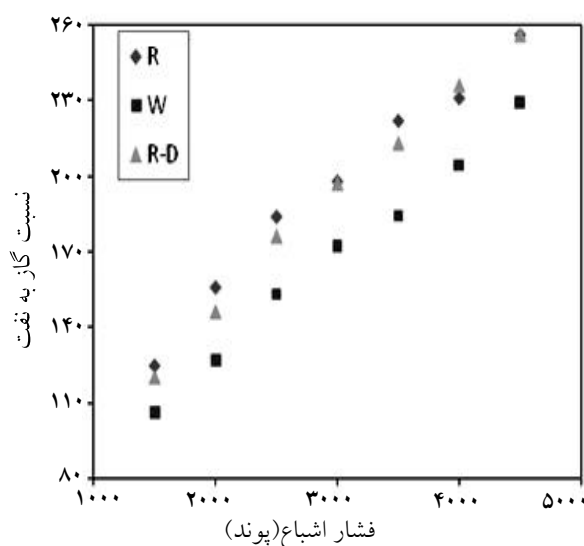
در فشارهای شبه اشباع پایین‌تر، نسبت گاز به نفت، خطای بیشتری را نشان می‌دهد. در مورد نمونه‌ای که خطای کمی را در گرانیوی نشان می‌دهد به نظر می‌رسد که کم بودن مقادیر خطا، ناشی از کم بودن مقدار اولیه گرانیوی و در نتیجه تغییر بسیار ناچیز آن در اثر انحلال حجم زیاد گاز در نفت است. با توجه به اینکه مقادیر نسبت گاز به نفت حاصل از سه روش با یکدیگر متفاوت است، این تفاوت تأثیر ناچیزی در گرانیوی دارد. در مورد نفت دوم (نمونه نفت سنگین‌تر) که در حالت اشباع اولیه (بدون تزریق گاز) گرانیوی بالایی داشت مقادیر نسبت گاز به نفت و مخصوصاً گرانیوی محاسبه شده، بعد از انحلال گاز،



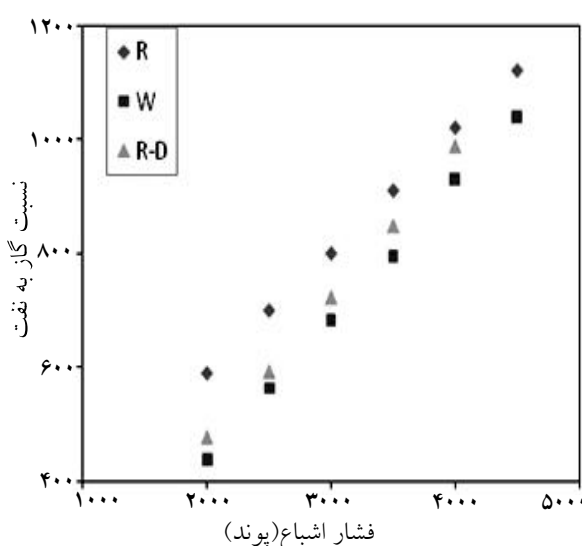
نمودار ۲- تغییرات ضریب حجمی نفت B



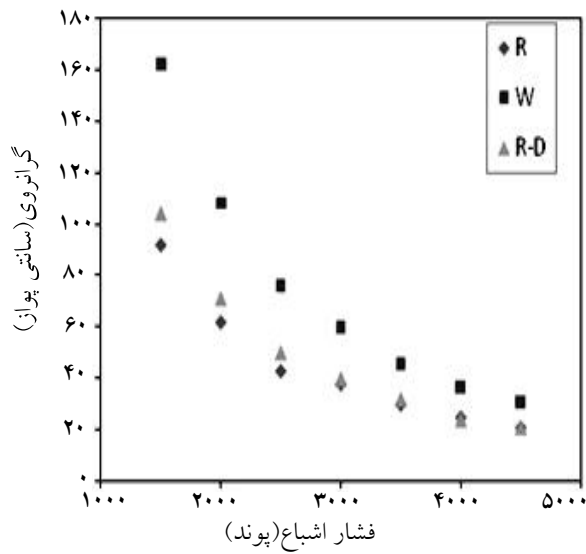
نمودار ۱- تغییرات ضریب حجمی نفت A



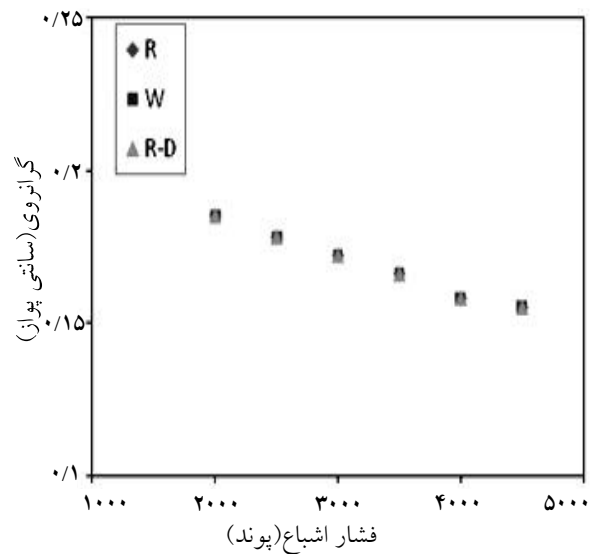
نمودار ۴- تغییرات نسبت گاز به نفت محلول در نفت B



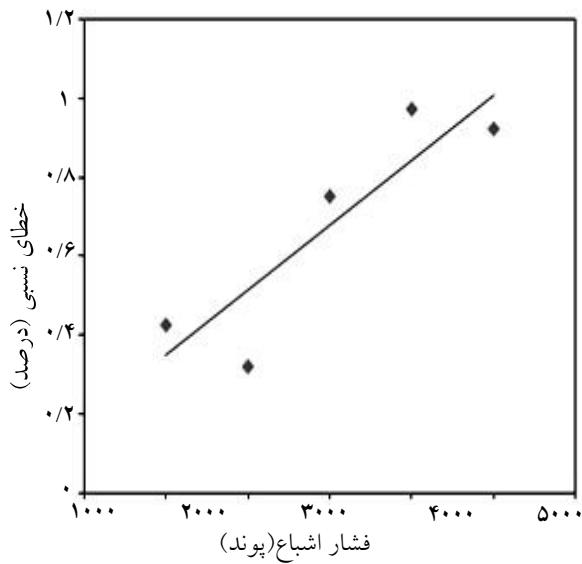
نمودار ۳- تغییرات نسبت گاز به نفت محلول در نفت A



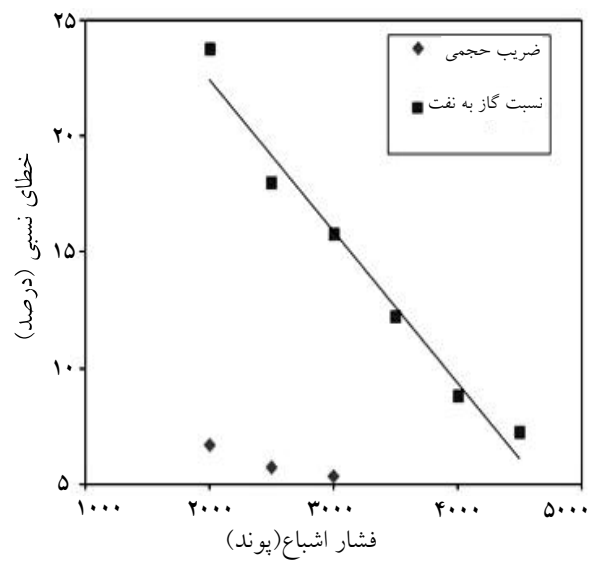
نمودار ۶- تغییرات گرانروی در نفت B



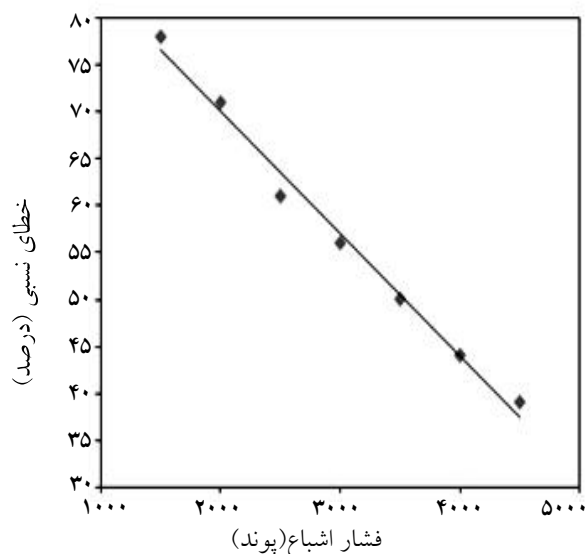
نمودار ۵- تغییرات گرانروی در نفت A



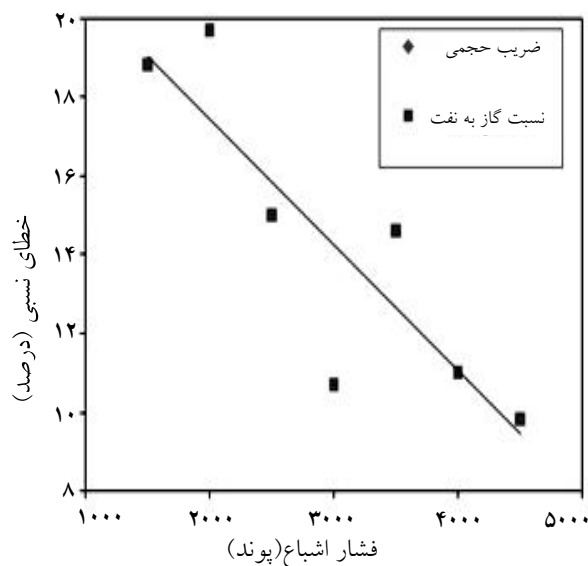
نمودار ۸- خطای نسبی برای گرانروی نفت A



نمودار ۷- خطای نسبی برای ضریب حجمی و نسبت گاز به نفت برای نفت A



نمودار ۱۰- خطای نسبی برای گرانیوی نفت B



نمودار ۹- خطای نسبی برای ضریب حجمی و نسبت گاز به نفت برای نفت B

۴- استفاده از رویه نادرست در نفت‌های سنگین، گرانیوی بالاترین خطا را ایجاد می‌کند. این امر می‌تواند ناشی از اثر عمیق پارامتر نسبت گاز به نفت محلول بر روی کاهش گرانیوی در این آزمایش باشد. این اثر سبب توسعه روش VAPEX برای استحصال نفت‌های سنگین شده است.

۵- نتایج روش سوم (انجام آزمایش از فشار بالا به پایین) با نتایج روش استاندارد متفاوت بوده و اگر اندازه‌گیری دقیقی در این آزمایش مدنظر باشد، نمی‌توان از این رویه در آزمایش تورم استفاده کرد.

#### علائم و نشانه‌ها

$B_0$ : ضریب حجمی نفت

GOR: نسبت گاز به نفت

Mw: جرم ملکولی

$P_b$ : فشار اشباع

SG: چگالی مخصوص

#### نتیجه‌گیری

در نتایج مطالعه انجام شده به موارد زیر می‌توان اشاره کرد:

۱- برای هریک از نفت‌های مورد مطالعه، پارامترهای معادله حالت پنگ-رابینسون با استفاده از فشار اشباع اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه، تنظیم شده و برای مقاصد شبیه‌سازی رویه‌های مورد بحث در تحقیق حاضر از آن استفاده شد. عوامل تنظیم شده عبارتند از ضرایب برهم‌کنش جزء  $C_{12}^+$  و اجزای غیر هیدروکربنی و همچنین خواص بحرانی این جزء.

۲- نتایج حاصل از روش غیر استاندارد در مقایسه با روند استاندارد به یک سری خطا منجر می‌شود. بنابراین نمی‌توان از این روش برای انجام آزمایش استفاده کرد. میزان خطا بستگی به مقدار گاز اضافه‌ای دارد که ابتدا با نفت تماس داده می‌شود.

۳- با استفاده از روش نادرست در نفت‌های سبک، بیشترین خطا در مقادیر نسبت گاز به نفت می‌باشد. مقدار انحراف و در نتیجه خطا، با کاهش فشار افزایش می‌یابد.

## منابع

- [1] Sablok R. & Aziz K., *Upscaling and Discretization Error in Reservoir Simulation*, SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas, 31 January-2 February 2005.
- [2] O'Sullivan A.E. & Christie M.A., *Solution Error Models: A New Approach for Coarse Grid History Matching*, SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas, 31 January-2 February 2005.
- [3] Jimenez E., Sabir K., Datta-Gupta A. & King M.J., "Spatial Error and Convergence in Streamline Simulation", SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 10, No. 3, pp. 221-232, 2005.
- [4] Tavassoli Z., Carter J.N. & King P.R., "Errors in History Matching", SPE Journal, Vol. 9, No. 3, pp. 352-361, 2004.
- [5] Shah S., Gavalas G.R. & Seinfeld J.H., "Error Analysis in History Matching: The Optimum Level of Parametrization", SPE Journal, Vol. 18, No. 3, pp. 219-228, 1978.
- [6] Bu T. & Damsleth E., "Error and Uncertainties in Reservoir Performance Predictions", SPE Formation Evaluation, Vol. 11, No. 3, pp. 194-200, 1996.
- [7] Spiway J.P., Pursell D.A. & Holditch S.A., *Error in Input Data and Effect on Well Test Interpretation Results*, SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, 23-26 March 1998.
- [8] Reynolds Jr A.C. & Thompson L.G., *Errors Involved in Pressure Buildup Analysis, Unsolicited*. This document was submitted to SPE (or its predecessor organization) for consideration for publication in one of its technical journals, 1986.
- [9] Thompson R.S., Wright J.D. & Digert S.A., *The Error in Estimating Reserves using Decline Curves*, SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, 2-3 March 1987.
- [10] Nobuomori K.E. & Gray U., "Type Curve Matching Techniques with Error Sensitivity Numbers", SPE Formation Evaluation, Vol. 1, No. 1, pp. 64-74, 1986.
- [11] Hemeida A.M. & Eldeen M.S., *Errors in K-Values Predictions and Its Effect on Natural Gas Processing*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 26-29 September 1982.
- [12] Pederson, *The Properties of Oil and Natural Gasses*, Gulf Publishing Company, 1989.