



## ارایه رابطه و نمودار تجربی برای کاهنده جریان سر چاه در یکی از مخازن میدان اهواز

هاشم عمرانی<sup>۱</sup>، بابک دهقانی<sup>۲</sup>، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

### چکیده

تاکنون روابط تجربی زیادی برای تعیین میزان جریان سیال در کاهنده‌های سرچاهی پیشنهاد شده است. با توجه به بالا بودن میزان خطای روابط موجود، تعیین دبی چاه نیز با خطای زیادی همراه است؛ از این رو میزان واقعی تولید چاه با ابهام روبه‌روست. تعیین دقیق دبی چاه، در تعیین میزان دقیق تولید از چاه، مطالعه مخزن، آزمایش رشد فشار<sup>۳</sup>، محاسبه شاخص بهره‌دهی چاه (PI) و معادلات مخزن اهمیت به‌سزایی دارد. یکی از راه‌های تعیین دقیق دبی، استفاده از تفکیک‌گرهای آزمایش است که در واحدهای بهره‌برداری نصب می‌گردند. تعیین دبی توسط تفکیک‌گرهای آزمایش را عمق‌سنجی گویند. در این تحقیق از دبی‌های تعیین شده توسط آزمایش‌های عمق‌سنجی در یکی از مخازن میدان اهواز استفاده شده است. هدف از این تحقیق ارایه روشی است که بتوان به‌وسیله آن، دبی چاه را با دقت بسیار خوبی تعیین کرد.

نسبت گاز به نفت، کاهنده، رابطه تجربی، عمق‌سنجی

### واژه‌های کلیدی

#### مقدمه

این نوع جریان در کاهنده شرایطی ایجاد می‌کند که باعث پایدار شدن دبی تولیدی چاه می‌شود. به صورت تجربی تعیین شده است که اگر نسبت فشار بعد از کاهنده به فشار قبل از آن حدود ۰/۵ باشد، جریان بحرانی به وجود می‌آید. در نسبت‌های بزرگ‌تر، جریان زیر بحرانی خواهد بود.

کاهنده جریان سر چاه با هدف تنظیم و تعیین میزان دبی چاه نصب می‌گردد. در چاه‌هایی که تولید آن‌ها از سازندهای ماسه‌ای است، هدف از نصب کاهنده جریان سرچاه، کنترل میزان ماسه تولیدی می‌باشد. در این گونه چاه‌ها اغلب مشاهده می‌گردد که کاهنده‌های تجربی توسط ماسه تخریب شده است؛ از این رو این کاهنده‌ها به‌طور مرتب مورد بازبینی قرار می‌گیرند و در صورت تخریب، با کاهنده جدید عوض می‌شوند. هم‌چنین کاهنده‌های تجربی برای حفاظت از تجهیزات سرچاهی در مقابل جریان لخته‌ای شدید و نیز به منظور پیشگیری از مخروطی شدن آب و گاز و پایدار کردن فشار در سیستم تولید، مورد استفاده قرار می‌گیرد.

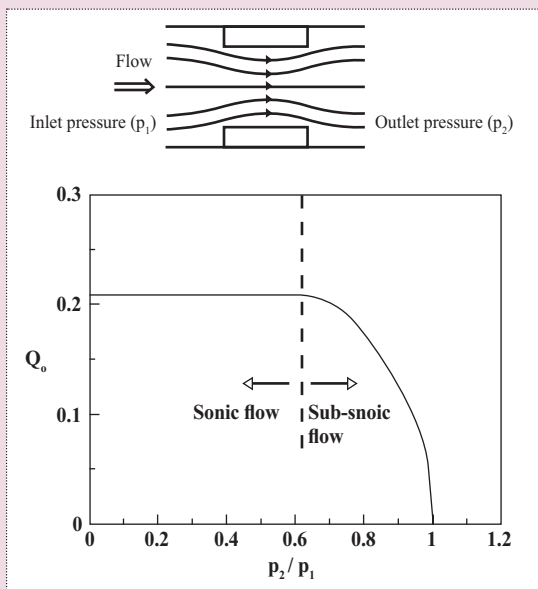
#### ۱. جریان بحرانی و زیر بحرانی

هنگامی که جریان از کاهنده جریان سرچاه عبور می‌کند، امکان ایجاد دو نوع جریان وجود دارد:

الف) جریان بحرانی

ب) جریان زیر بحرانی

جریان بحرانی جریان‌بسیست که سرعت آن در کاهنده به سرعت صوت در سیال مورد نظر (در همان شرایط فشار و دما) برسد. در این شرایط، موج فشاری که بعد از کاهنده ایجاد شده است نمی‌تواند از کاهنده عبور کند و به قبل از آن برسد؛ زیرا محیط انتشار موج در جهت مخالف و با سرعتی برابر با سرعت موج فشار حرکت می‌کند. بنابراین در فشار قبل و بعد از کاهنده نوعی گسستگی به وجود می‌آید که باعث مستقل شدن فشار قبل از کاهنده از فشار بعد از آن می‌گردد.



شکل ۱ | نمودار تعیین جریان بحرانی و زیر بحرانی در کاهنده جریان

<sup>۱</sup> Omrani.h@nisoc.ir

<sup>۲</sup> Dehghani.b@nisoc.ir

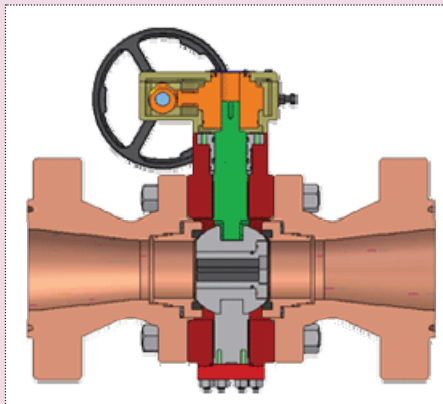
<sup>۳</sup> Build up test

**۲. کاهنده جریان****۱-۲. کاهنده ثابت<sup>۴</sup>**

به وسیله شیر کنترلی که بر روی لوله جریان چاه موجود است، می‌توان دبی را تنظیم نمود. هم‌چنین می‌توان برای کنترل دبی از کاهنده ثابت که در مسیر جریان نصب می‌شود، استفاده کرد. این نوع کاهنده از یک سوراخ با قطر ثابت تشکیل شده است.



شکل ۲ | نمایی از تاج چاه و محل قرار گرفتن کاهنده ثابت سرچاهی



شکل ۴ | کاهنده جریانی قابل تنظیم



شکل ۵ | اثر ساییدگی ماسه بر روی کاهنده ثابت سرچاهی

ساییدگی حفره کاهنده باعث می‌گردد که میزان دبی عبوری به‌طور ناخواسته افزایش یابد؛ این امر معادلات پیش‌بینی جریان را تحت تأثیر قرار می‌دهد.

**۳. مدل کردن رفتار جریان درون کاهنده‌ها**

روابط زیادی برای مطالعه رفتار سیالات دوفازی درون کاهنده وجود دارد. این روابط به دو دسته تئوری و تجربی تقسیم می‌شوند و هر کدام دارای محدودیت‌های خاصی هستند.

در روابط تئوری، پارامترهای زیادی گنجانده شده است که استفاده از آن‌ها در اغلب موارد میسر نیست. دلیل این امر، هزینه و زمان بر بودن گرفتن داده‌های ورودی مورد نیاز مدل است. بنابراین در بیش‌تر موارد، روابط تجربی که دارای پارامترهای کم‌تری هستند مورد استفاده قرار می‌گیرند. در غالب روابط تجربی، دبی چاه به نسبت گاز به نفت تولیدی، اندازه کاهنده و فشار قبل از کاهنده ارتباط داده می‌شود.

محدودیت اصلی روابط تجربی اینست که هر کدام از این روابط با استفاده از تعداد محدودی داده که مربوط به یک ناحیه یا نواحی جغرافیایی خاص هستند، به‌دست آمده‌اند. همین امر باعث می‌شود که استفاده از این روابط در سایر نواحی با میزان خطای قابل توجهی همراه باشد. بنابراین سعی بر اینست که رابطه تجربی مورد نیاز برای هر ناحیه، با استفاده از داده‌های همان ناحیه به‌دست آید.

<sup>۴</sup> Fixed choke

<sup>۵</sup> Adjustable choke valve



شکل ۳ | کاهنده جریانی ثابت سر چاهی با قطر ۱/۲ اینچ

طول کاهنده‌های ثابت ۶ اینچ بوده و جنس آن‌ها سرامیک، کاربید تنگستن یا فولاد است. زمانی از کاهنده‌های ثابت استفاده می‌شود که دبی تولیدی برای مدت زمان نسبتاً طولانی ثابت باشد. هم‌چنین این کاهنده‌ها در جاهایی که ماسه یا سیال خورنده تولید می‌شود، مورد استفاده قرار می‌گیرند. تغییر اندازه این نوع کاهنده نیازمند توقف تولید و تعویض آن است.

**۲-۲. کاهنده قابل تنظیم<sup>۵</sup>**

کاهنده جریانی قابل تنظیم شیری است که قابلیت تنظیم میزان جریان را داراست؛ بدین معنی که با دوران چرخ فلکه، می‌توان اندازه مجرای عبور جریان را تغییر داده و آن را در میزان مورد نظر تنظیم کرد.

در چاه‌هایی که مشکل تولید ماسه دارند، معمولاً برای کم و زیاد کردن جریان از شیرهای دروازه‌ای استفاده نمی‌شود؛ زیرا برخورد ذرات ماسه به دریچه شیر دروازه‌ای سبب سایش شدید آن خواهد شد. تولید ماسه علاوه بر ایجاد مشکلاتی هم‌چون انباشته شدن ماسه در تفکیک‌گرها و نیز مسدود شدن قسمتی از ستون چاه و در نتیجه افت فشار جریانی سرچاه، به شدت موجب ساییدگی تسهیلات سرچاهی، به ویژه کاهنده‌ها و خطوط لوله جریانی می‌شود. در این شرایط، برای تنظیم میزان دبی، کاهنده جریانی را عوض می‌کنند. هم‌چنین در چاهی که با مشکل تولید ماسه روبه‌روست، کاهنده ثابت هم از آسیب ذرات ماسه تولید شده در امان نخواهد بود. شکل ۵، یک کاهنده ثابت جریانی را که بر اثر برخورد ذرات ماسه موجود در جریان نفت دچار ساییدگی شده است، نشان می‌دهد.



#### ۴. محاسبه نسبت گاز به نفت

نفت خروجی از چاه همیشه با مقداری گاز همراه است. مقدار گاز همراه نفت در حوزه‌های مختلف نفتی متفاوت بوده و از هر لحاظ به شرایط و موقعیت مخزن زیر زمینی بستگی دارد. به عبارت دیگر، نسبت گاز به نفت تولیدی یکی از مشخصه‌های نفت مخزن در هر ناحیه است.

نفت تولیدی از چاه تحت فشار خاصی در تفکیک‌گرها جریان می‌یابد، سپس گاز و نفت از هم جدا شده و هر کدام به مصرف مربوطه می‌رسند. اساس تفکیک گاز و نفت، مشخصات نفت تولیدی شامل، ترکیب، فشار و درجه حرارت است. در حال حاضر در واحدهای بهره‌برداری برای تفکیک گاز از نفت، چهار مرحله وجود دارد؛ در هر مرحله با در نظر گرفتن ترکیبات نفت هر ناحیه، شرایط ویژه‌ای فراهم می‌شود.

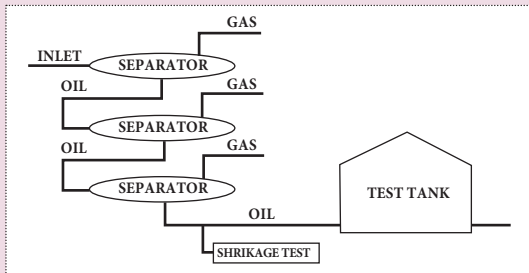
به طور کلی در این مراحل، گاز همراه نفت با کم کردن فشار جدا می‌شود. مبنای انتخاب فشار، گرفتن نفت مرغوب‌تر در آخرین مرحله و راندمان بهتر فرآورش است.

چگونگی عملکرد تفکیک‌گرها بر جداسازی گاز و نفت تأثیر دارد. با توجه به طراحی تفکیک‌گر و شرایط کاری که برای آن در نظر گرفته می‌شود، تمامی گازی که می‌تواند در هر مرحله از تفکیک جدا شود، کاملاً جدا شده و از محل خروج گاز بیرون می‌رود. به همین صورت، نفت نیز تحت شرایط طراحی شده، از محل خروج نفت به مرحله دیگر جداسازی فرستاده می‌شود. موضوع مهمی که لازم است در این جا به آن توجه شود این است که نفت سرریز نگردد؛ به این معنا که همراه گاز، مقداری از نفت خارج نشود. به همین ترتیب برای نفت خروجی نیز باید شرایط مشابهی حاکم باشد، یعنی از مجرای خروجی نفت، گاز خارج نگردد<sup>۷</sup>. این امر با توجه به فشار تفکیک‌گر و با تغییر سطح تماس گاز و نفت در داخل تفکیک‌گر کنترل می‌شود.

حال با توجه به روش محاسبه مقدار جریان گاز و نفت در داخل لوله‌ها، می‌توان مقدار گاز و نفت خروجی از تفکیک‌گر را حساب کرد. معمولاً در هر واحد بهره‌برداری، مجموعه‌ای از تفکیک‌گرها را به عنوان تفکیک‌گر آزمایش مورد استفاده قرار می‌دهند. این مجموعه به طور جداگانه، تمامی مراحل تفکیک را داراست. معمولاً در هر واحد بهره‌برداری، مجموعه تفکیک‌گرهای "الف" یا "A" را به امر آزمایش اختصاص می‌دهند.

#### ۵. محاسبه دبی چاه با استفاده از تفکیک‌گر آزمایش (روش عمق سنجی)

هم چنان که گفته شد، نفت پس از تولید از چاه به واحد بهره‌برداری و مجموعه آزمایش وارد شده و از مراحل مختلف تفکیک عبور می‌کند. در هر مرحله، گاز قابل تفکیک از آن جدا شده و نفت باقیمانده به مرحله بعد وارد می‌گردد. مقدار گاز خروجی در هر مرحله با استفاده از فرمول‌های مربوط به

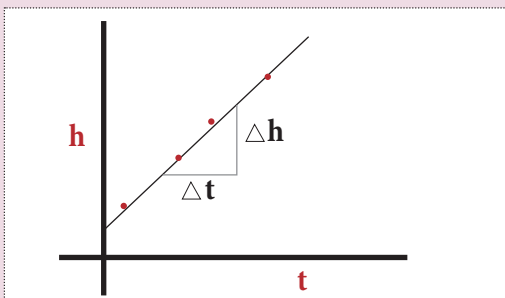


شکل ۷ | شمای تفکیک‌گر و مخزن آزمایش در واحد بهره‌برداری

محاسبه جریان، حساب می‌شود. برای تفکیک گاز همراه نفت، خروجی مرحله سوم را به مخزن آزمایش که فشار آن به فشار اتمسفر نزدیک است (به طور مثال ۰/۳ پام نسبی)، وارد می‌کنند. میزان نفت خروجی و گاز استحصال شده از این سه مرحله به طور مجزا قابل محاسبه می‌باشد.

برای تعیین میزان گاز همراه نفت در خروجی مرحله سوم تفکیک‌گر نیز از آزمایش انقباض<sup>۸</sup> استفاده می‌شود.

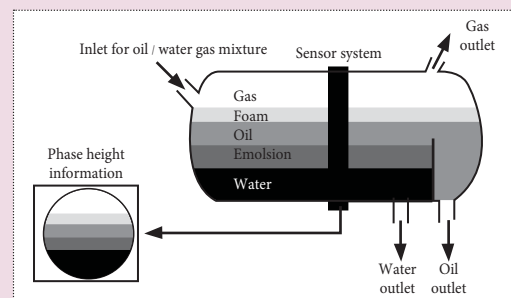
مقدار نفت را می‌توان با توجه به ظرفیت مخزن آزمایش و ارتفاع نفتی که در یک زمان حساب شده به دست می‌آید، محاسبه نمود. به این ترتیب که در زمان صفر، شیر خروجی نفت مخزن بسته شده و ارتفاع نفت از ته آن اندازه‌گیری می‌گردد؛ پس از گذشت زمان  $t$ ، بار دیگر ارتفاع نفت در مخزن اندازه گرفته می‌شود. حال می‌توان با توجه به مشخصات مخزن (ارتفاع و سطح مقطع) و زمان  $t$ ، حجم نفت تولیدی یک روز را به سادگی محاسبه نمود. این روش را اصطلاحاً عمق سنجی گویند.



شکل ۸ | محاسبه دبی چاه با استفاده از روش عمق سنجی

$$Q = \frac{\Delta h}{\Delta t} \times A \quad (1)$$

در رابطه ۱،  $A$  سطح مقطع مخزن آزمایش بر حسب مترمربع،  $h$  ارتفاع بر حسب متر،  $t$  زمان بر حسب ثانیه و  $Q$  دبی بر حسب مترمکعب بر ثانیه می‌باشد. روشن است که در صورت بروز پدیده Carry over یا Carry through در هر یک از مراحل یاد شده، درستی نسبت گاز به نفت به دست آمده مورد تردید واقع می‌گردد. لازم به ذکر است که قبل از آزمایش، کاهنده سرچاهی برای اطمینان از سالم بودن، مورد بازبینی قرار می‌گیرد.



شکل ۹ | شمایی از یک تفکیک‌گر سه فاز (آب، نفت، گاز)

<sup>6</sup> Carry over

<sup>7</sup> Carry through

<sup>8</sup> Shrinkage



با توجه به این که برای یک کاهنده مشخص، A و D اعداد ثابتی هستند، بنابراین در مختصات لگاریتمی،  $A \times D^c$  عرض از مبدا و B شیب خط رگرسیون می باشد. قرار نگرفتن نقاط رسم شده بر روی یک خط با شیب منفی نشانه نادرست بودن نتایج آزمایش است. در این صورت یا رژیم جریانی سیال گذرنده از کاهنده در بازه‌ای قرار گرفته است که رابطه ۴ قادر به تخمین صحیح آن نیست یا داده‌ها نادرست می باشند. در نهایت تعدادی از داده‌ها که خارج از محدوده قابل قبول بودند، حذف گردیدند.

#### ۸. ارایه رابطه تجربی برای مخزن مورد مطالعه در میدان اهواز و مقایسه با روابط تجربی متداول

با عبور دادن بهترین خط رگرسیون، سعی شد که برای تخمین میزان دبی جریان، بهترین رابطه ارایه گردد. جدول ۱، ضرایب محاسبه شده برای رابطه ۴ را نشان می‌دهد.

جدول ۱ | ضرایب محاسبه شده برای رابطه ۴

A	B	C
۰/۳۴۳۵	۱/۰۰۴۱	۰/۲۶۹۶

رابطه ۶، با جای گذاری ضرایب در رابطه ۴ به دست می‌آید:

$$Q_o = \frac{0.3435 \times P \times D^{0.2696}}{GOR^{1.0041}} \quad (6)$$

میانگین خطای نسبی مطلق (APARE) <sup>۹</sup> داده‌های تخمین زده شده از رابطه ۶، ۱۱ درصد، کمینه خطای نسبی مطلق (MIPARE) <sup>۱۱</sup>، ۳ درصد و بیشینه خطای نسبی مطلق (MAPARE) <sup>۱۲</sup>، ۲۶ درصد می‌باشد. در شکل ۹، داده‌های واقعی در مقابل داده‌های تخمینی رسم شده‌اند. در یک تخمین ایده‌آل، تمامی نقاط بر روی خط  $Y=X$  قرار می‌گیرند. پراکندگی نقاط و فاصله از شیب یک، خطای تخمین را نشان می‌دهد. در صورتی که برای تخمین از رابطه اصلی گیلبرت استفاده شود، شیب خط یاد شده، ۰/۵۷۶ خواهد بود. هم چنین میانگین خطای نسبی مطلق، کمینه خطای نسبی مطلق و بیشینه خطای نسبی مطلق نیز به ترتیب ۲۱، ۱ و ۴۸ درصد خواهد شد که تفاوت قابل ملاحظه‌ای با دقت تخمین تابع جدید دارد (شکل ۱۰).

با وجود این که دقت تخمین در مقایسه با رابطه گیلبرت بهبود یافته است، ولی برخی از جواب‌های حاصل از رابطه ارایه شده، هنوز با مقادیر واقعی فاصله زیادی دارند. با استفاده از معادله ۶، نمودار لگاریتمی  $Q/P$  در مقابل GOR برای کاهنده‌های مختلف رسم گردید. میزان دبی چاه با داشتن این نمودار و دانستن مقدار GOR و فشار سرچاهی برای هر کاهنده تعیین می‌شود (شکل ۱۱). در شکل ۱۱،  $Q$  دبی چاه بر حسب بشکه در روز،  $P$  فشار جریانی قبل از کاهنده بر حسب پاوند بر اینچ مربع نسبی و GOR نسبت گاز به نفت (حجم به حجم) است. هم چنین کاهنده‌ها بر حسب  $\frac{1}{GOR}$  اینچ بیان شده‌اند.

#### ۶. روابط تجربی متداول برای محاسبه دبی چاه

استفاده از تفکیک‌گرهای آزمایش برای تعیین دبی چاه روشی دقیق اما بسیار وقت گیر است. روش دیگری که فقط برای تعیین دبی نفت به کار برده می‌شود، استفاده از روابط تجربی مانند رابطه گیلبرت <sup>۹</sup> است. از آن جا که این روابط، تجربی هستند شاید نتوان آن‌ها را در تمامی میادین به کار بست. در کارهای میدانی، استفاده از روابط تجربی نسبت به روابط تئوری برتری دارد؛ چرا که در این امور، روابط تجربی از روابط تئوری کاربردی ترند. دلیل این امر، کم تر بودن و قابل اندازه‌گیری بودن پارامترهای روابط تجربی نسبت به تئوری است. نخستین رابطه تجربی کاربردی معادله گیلبرت است که در سال ۱۹۵۴

ارایه شد:

$$Q = \frac{P \times D^{1.89}}{435 \times (GOR)^{0.546}} \quad (2)$$

در معادله گیلبرت،  $Q$  دبی چاه بر حسب بشکه در روز،  $P$  فشار جریانی قبل از کاهنده بر حسب پاوند بر اینچ مربع،  $D$  اندازه قطر کاهنده بر حسب اینچ و GOR نسبت گاز به نفت چاه بر حسب هزار فوت مکعب بر بشکه می‌باشد. اگر در رابطه ۲، اندازه کاهنده بر حسب اینچ و نسبت گاز به نفت به صورت حجم به حجم بیان شود، می‌توان آن را به شکل ذیل بازنویسی کرد:

$$Q = 100.936 \frac{P \times D^{1.89}}{(GOR)^{0.546}} \quad (3)$$

پس از گیلبرت، باکسندل، راس، آجانگ و اومانا نیز به ترتیب در سال‌های ۱۹۵۷، ۱۹۶۰، ۱۹۶۱ و ۱۹۶۹ روابط تجربی دیگری در همین زمینه ارایه دادند.

#### ۷. مطالعه موردی

داده‌های استفاده شده در این مطالعه مربوط به یکی از مخازن میدان اهواز است. مطالعه روی داده‌های یک میدان سبب می‌شود که از یک سو، جامعیت روابط به دست آمده نسبت به کل میادین از بین برود ولی از سوی دیگر، به دلیل اختصاصی بودن داده‌ها برای آن میدان، دقت تخمین روابط برای میدان مورد مطالعه به شکل چشم‌گیری افزایش یابد. با در نظر گرفتن هدف اصلی این تحقیق که ارایه یک نمودار کاربردی برای تعیین دبی چاه با امکان استفاده ساده و در عین حال دقیق می‌باشد، انتخاب داده‌ها تنها از یک میدان، مزیت محسوب می‌گردد. در مطالعه حاضر، بر روی ۲۷ حلقه چاه میدان مورد نظر، ۶۵ آزمایش نسبت گاز به نفت انجام شد. در این آزمایش‌ها برای تنظیم جریان از ۱۱ کاهنده با اندازه‌های ۲۴، ۳۲، ۳۶، ۴۰، ۴۴، ۵۲، ۵۶، ۶۰، ۸۰، ۸۸ و ۱۰۲ (بر حسب  $\frac{1}{GOR}$  اینچ) استفاده گردید. برای حذف داده‌های غیر قابل اعتماد، از ترسیم نمودار  $Q/P$  نسبت به GOR در مختصات لگاریتمی کمک گرفته شد.

از آن جا که از لحاظ فیزیکی جریان، نسبت  $Q/P$  باید دارای توان یک باشد، بنابراین برای یک کاهنده مشخص، رگرسیون نقاط  $Q/P$  نسبت به GOR ترسیم شده در مقیاس لگاریتمی نیز باید خطی باشد. شیب خط رگرسیون، توان GOR و عرض از مبدا آن، حاصل ضرب عدد ثابت  $A$  در  $\frac{1}{GOR}$  اندازه کاهنده به توان  $C$  است (رابطه ۴).

$$Q_o = \frac{A \times P \times D^c}{GOR^b} \quad (4)$$

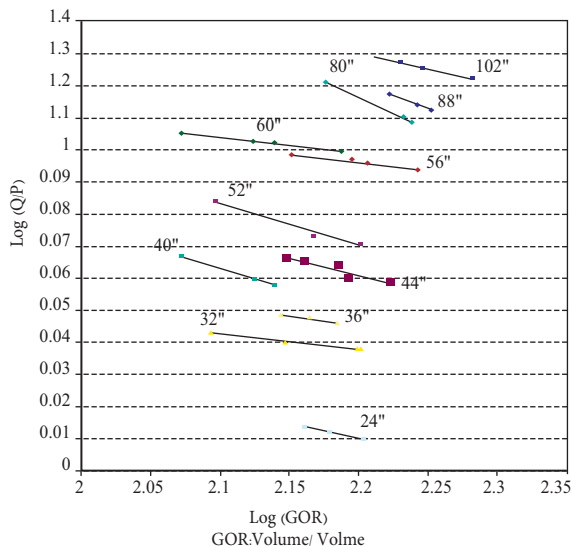
$$\text{Log}(Q/P) = \text{Log}(A \times D^c) - B \times \text{Log}(GOR) \quad (5)$$

<sup>9</sup> Gilbert

<sup>10</sup> Average Percentage Absolute Relative

<sup>11</sup> Minimum Percentage Absolute Relative

<sup>12</sup> Maximum Percentage Absolute Relative



شکل ۱۱ | نمودار تجربی تعیین دبی چاه برای مخزن مورد مطالعه

رابطه ۷، معادله کلی کاهنده‌های سرچاهی را نشان می‌دهد. ثابت‌های A و B این معادله از جدول ۲ تعیین می‌شوند.

$$Q = P \times A \times GOR^B \quad (7)$$

#### نتیجه‌گیری

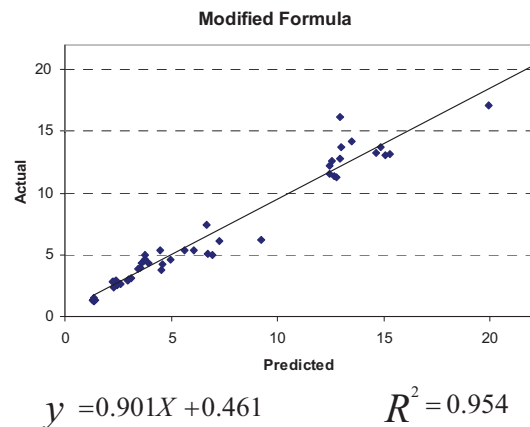
۱. رابطه کلی ارائه شده برای تعیین دبی نفت از کاهنده، برای مخزن مورد مطالعه میدان اهواز در مقایسه با روابط تجربی متداول از دقت بیش‌تری برخوردار است.
۲. تمامی نتایج در قالب یک نمودار ارائه گردید تا جنبه کاربردی آن بیش‌تر شود. در این حالت بدون نیاز به محاسبات، می‌توان تنها با کمک نمودار به آسانی میزان دبی را تعیین کرد.

#### پیشنهادات

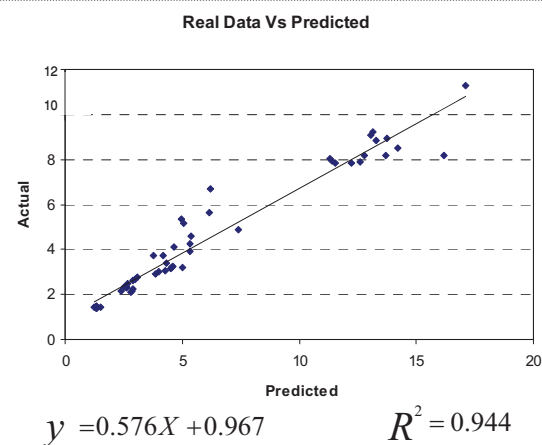
۱. برای سایر میداین نیز جدولی مشابه تهیه شود و با نتایج ارائه شده در این مقاله مقایسه گردد.
۲. با توجه به این‌که پارامتر GOR در تخمین دبی جریان در روابط تجربی متداول اهمیت زیادی دارد، برای میداین با GOR متفاوت، ضرایب روابط تجربی مورد بررسی قرار گیرد.

#### منابع

- [۱] اصول مهندسی بهره‌برداری، مجید لیاقت، مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز.
- [۲] اصول مهندسی بهره‌برداری و تولید (دوره ۳ جلدی)، دکتر محمدرضا عادل زاده، انتشارات ستایش، چاپ دوم ۱۳۸۸.
- [۳] روابط تجربی جدید برای کاهنده‌های جریان سرچاهی چاه‌های تولیدی نفت و گاز میعانی، ابودر میرزایی پیامن، ماهنامه اکتشاف و تولید شماره ۷۲.
- [4] Revised Bean Performance Equation for East Baghdad Oil Wells, H. H. Al-Attar, Abdul-Majieed, SPE, U. of Baghdad, 1968
- [۵] مدارک و مستندات مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز.



شکل ۹ | مقایسه داده‌های آزمایش و اطلاعات حاصل از معادله پیشنهادی



شکل ۱۰ | مقایسه داده‌های آزمایش و اطلاعات حاصل از معادله گیلبرت

جدول ۲ | ثابت‌های A و B در رابطه ۷

اندازه کاهنده	A	B	R <sup>2</sup>
۲۴	۹۰/۷۸۲۰۵	-۰/۸۴۴	۰/۹۹۲
۳۲	۲۳/۰۱۴۴۲	-۰/۴۴۷	۰/۹۹۱
۳۶	۷۸/۳۴۲۹۶	-۰/۶۵۵	۰/۹۷۱
۴۰	۲۵۱۱/۸۸۶	-۱/۳۱۹	۰/۹۹۷
۴۴	۹۷۷/۲۳۷۲	-۱/۰۸۳	۰/۹۳
۵۲	۴۰۳۶/۴۵۴	-۱/۳۲	۰/۹۶۸
۵۶	۱۲۵/۸۹۲۵	-۰/۵۱۷	۰/۹۳۵
۶۰	۱۰۹/۳۹۵۶	-۰/۴۷۵	۰/۹۸۳
۸۰	۲۹۳۰/۸۹/۳	-۱/۹۵۶	۰/۹۹۹
۸۸	۷۹۰۶۷/۸۶	-۱/۶۷۵	۰/۹۹۷
۱۰۲	۲۹۱۷/۴۲۷	-۰/۹۸۴	۰/۹۹۸