

## بررسی روش‌های مرسوم و نوین تعیین حدود برش در مخازن هیدروکربنی و توسعه یک نرم‌افزار بر اساس آن

بهنام صدایی<sup>\*</sup>، استیتو مهندسی نفت ■ یوسف فتحی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

### چکیده

به‌منظور دستیابی به بازده مناسب برای تولید از مخازن هیدروکربوری، محاسبه حجم اولیه هیدروکربن ضروری است. بنا به تعریف، حجم خالص (بخش خالص) ضخامت لایه متخلخل و تراوای سنگ مخزن است که دارای هیدروکربور اقتصادی باشد. ضخامت بخش مولد<sup>۱</sup> یا خالص با ضخامت کلی مقایسه می‌شود و به عنوان نسبت خالص به کل<sup>۲</sup> شناخته می‌شود. نسبت خالص به کل یک پارامتر مهم در محاسبات حجمی ذخیره هیدروکربن درجا، تهیه طرح توسعه میدان، طراحی تأسیسات سطح الارضی و فعالیت‌های تحت الارضی می‌باشد. ممکن است بخشی از هیدروکربن موجود در مخزن به دلایل متعدد امکان تولید نداشته باشد. پس حجم آن بخش از هیدروکربن نباید به‌عنوان هیدروکربن اولیه‌ی قابل تولید مخزن در نظر گرفته شود. لذا از نسبت خالص به کل برای بیان و یا نمایش بخشی از سنگ مخزن که در تولید مشارکت موثر دارد، استفاده خواهد شد. این نسبت به وسیله اختصاص حد برش در نمودارهای پتروفیزیکی و سپس کاربرد آن برای محاسبه بخش خالص استفاده می‌شود.

در مطالعه حاضر روش‌های مرسوم و نوین محاسبه حد برش برای پارامترهای مختلف پتروفیزیکی و مخزنی از جمله تخلخل، اشباع آب، حجم شیل، تراوایی، پویایی و شعاع حفره مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در ادامه، الگوریتم‌های محاسبه حد برش با روش‌های مرسوم و روش‌های نوین بیان و همه روش‌ها در قالب یک نرم‌افزار جامع ارائه شده است. به کمک نرم‌افزار تعیین حدود برش برای مخازن هیدروکربوری (UT-CDP) به صورت یک نرم‌افزار یکپارچه گرافیکی می‌توان حد برش را با روش‌های مختلف محاسبه و نتایج به‌دست آمده را با نتایج تست‌های مخزنی و تولید مقایسه کرده، از نتایج آن در تمام مراحل مطالعات مخزن استفاده نمود. نرم‌افزار مورد نظر در دو میدان تولیدی اجرا گردید و نتایج به‌دست آمده با نتایج تولید میدان مطابقت داشت.

### اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۷/۱۲/۲۱

تاریخ ارسال به داور: ۹۸/۰۱/۱۸

تاریخ پذیرش داور: ۹۸/۰۲/۳۰

### واژگان کلیدی:

حد برش، نسبت خالص به کل، بخش خالص، توسعه نرم‌افزار، روش‌های نوین، روش‌های مرسوم

### مقدمه

واقعی تخمین زده خواهد شد. این امر می‌تواند منجر به طراحی تأسیسات سطح الارضی تولیدی با ظرفیت کمتر از توان تولیدی میدان گردد و جوابگویی تولید در طول عمر مخزن نباشد. در نتیجه، باعث خسارت رسیدن به ذخیره‌ی واقعی مخزن شود.

### ۱- تعریف بخش خالص<sup>۳</sup>

بخش خالص، ضخامت لایه متخلخلی می‌باشد که دارای میزان اشباع اقتصادی هیدروکربن باشد. ضخامت بخش خالص با ضخامت کل مقایسه و به‌عنوان نسبت خالص به کل<sup>۵</sup> شناخته می‌شود. نسبت خالص به کل را به‌عنوان پارامتری مهم در محاسبات حجمی ذخیره هیدروکربن در نظر می‌گیرند.

هدف از نسبت خالص به کل، بیان کردن و یا نمایش دادن بخشی از سنگ مخزن است که در تولید مشارکت موثر دارد. این نسبت با

در ارزیابی و توسعه مخازن زیرزمینی هیدروکربوری، تعیین حجم ذخیره درجا از اهمیت بالایی برخوردار است. تخمین دور از واقعیت حجم نفت و گاز درجا موجب می‌گردد که در مرحله‌ی توسعه و تولید از میدان، مواردی چون پروفایل تولید از میدان، میزان حجم نفت بازیافتی پیش‌بینی شده، عملکرد کلی میدان، هزینه‌های عملیاتی و محاسبات مربوط به تأسیسات سطح الارضی مورد نیاز با عدم قطعیت بالایی همراه گردد و در نتیجه، میزان نفت و گاز واقعی تولیدشده دقیقاً مطابق با پیش‌بینی‌های انجام شده نباشد. از آنجایی که عدم قطعیت در تعیین حجم نفت درجا، ضررهای مالی، فنی و... را سبب می‌شود، لذا لازم است تعیین این حجم با قطعیت بالاتری انجام پذیرد.

بدون اعمال و در نظر گرفتن حد برش<sup>۲</sup>، ذخیره‌ی هیدروکربن بیشتر از مقدار واقعی تخمین زده می‌شود. از طرف دیگر، با در نظر گرفتن حد برش بیش از واقعیت، بخش خالص ذخیره به مقدار کمتری از میزان

\* نویسنده‌ی عهد‌دار مکاتبات (sedaee@ut.ac.ir)

از روش‌های مرسوم و سنتی تعیین حدود برش پارامترهای پتروفیزیکی، می‌توان به روش ستون هیدروکربن تجمعی و روش تراوایی-تخلخل اشاره کرد. با استفاده از این روش‌ها یک تخمین کلی از حدود برش پارامترهای پتروفیزیکی به دست می‌آید.

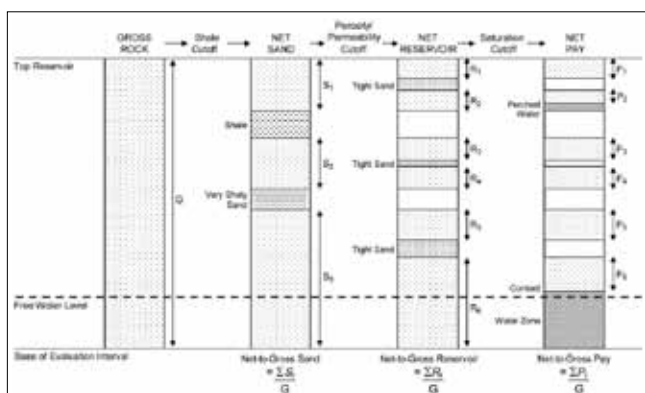
برای افزایش دقت در تعیین بخش خالص و مولد مخزن، فواصل مخزنی و همچنین دقت تفکیک دو رخساره مخزنی و غیرمخزنی در تجمع هیدروکربن، روش‌های نوین تعیین حدود برش مانند روش استفاده از پویایی، پارامتر مرجع و Winland توسعه پیدا کردند. در این روش‌ها از پارامترهای دیگر مثل گرانروی سیال، قطر تخلخل (حفره) و... برای تعیین حدود برش استفاده می‌شود تا محاسبات با دقت بیشتری انجام شود.

در این مطالعه، انواع روش‌های تعیین حدود برش بررسی شده و در ادامه، یک نرم‌افزار بر اساس این روش‌ها توسعه داده شده است. نرم‌افزار حاضر (UT-CDP) با استفاده از زبان برنامه‌نویسی ویژال بیسیک و برای استفاده در سیستم عامل ویندوز تهیه شده و دارای رابط کاربری بسیار روان می‌باشد.

### ۳- تعریف و تعیین حد برش

به منظور دستیابی به بازده مناسب و اقتصادی تولید مخزن، ضروری است که حجم اولیه قابل تولید هیدروکربن به‌طور صحیح تخمین زده شود. در طرح‌های توسعه و تولید از مخازن هیدروکربوری زیرزمینی، آن حجمی از هیدروکربن اهمیت پیدا می‌کند که بخش خالص مخزن باشد و در تولید از مخزن مشارکت موثر داشته باشد.

ارزیابی و تعیین حجم هیدروکربور موثر توسط حد برش‌ها انجام می‌شود. از طرف دیگر، تعیین فواصل حاوی هیدروکربن به‌تنهایی کافی نبوده و فواصل باید توانایی تولید هیدروکربن با نرخ اقتصادی را هم داشته باشند. حدود برش خواص محدودکننده پتروفیزیکی می‌باشد که با اعمال این حدود، بخش مخزنی مشارکت‌کننده در تولید نفت از بخش‌های دیگر



شمانیک اعمال حد برش بر روی پارامترها به صورت مرحله‌ای [۱]

اختصاص حد برش‌ها در نمودارهای پتروفیزیکی و سپس کاربردی کردن آن برای ضخامت‌های مختلف سازند به منظور محاسبه بخش خالص به کار می‌رود که در واقع، همان ضخامت سنگ مخزن با قابلیت تولید می‌باشد. از این رو، مفاهیم NTG، حد برش و بخش خالص به هم وابسته و مرتبط هستند. تعیین NTG یکی از گام‌های معمول در هر مطالعه مخزن می‌باشد. با این حال این موضوع همچنان کمترین قطعیت را داشته و در بین تمام مراحل مطالعه مخزن، تا حد بسیار زیادی وابسته به طرز فکر، نگرش و یا سلیقه فرد مطالعه‌کننده است. هیچ قانون کلی برای محاسبه نسبت خالص به کل وجود نداشته و در موارد مهم‌تر، انتخاب حد برش‌هایی که کاربردی باشند، یک فرایند تجربی بوده که بر اساس تجارب شخصی و تجربه افراد انجام می‌پذیرد که البته رویه صحیحی نمی‌باشد. لذا در این مقاله روش‌ها و قوانین صحیح‌تر مرتبط با تعیین حد برش ارائه شده است.

انتخاب بخش خالص در یک مخزن با تعریف فواصل و ضخامت‌های مختلف که تا حدودی بین چاه‌ها می‌تواند هماهنگی برقرار کند، انجام می‌شود. شکل ۱- مثالی از این فواصل را نشان می‌دهد. همچنین، ضخامت کل لایه‌های مختلف و عبارت net که به‌طور متداول در صنعت نفت به کار می‌رود، نیز نشان داده شده است.

### ۲- دلایل تعیین حد برش

دلیل اصلی برای مشخص‌سازی بخش خالص، به دست آوردن یک مقدار عددی برای پارامتر ضخامت در فرمول محاسبه نفت در جای قابل تولید (reserve) می‌باشد. دلایل دیگر عبارتند از:

- ۱- مقدار بخش خالص می‌تواند به عنوان راهنما برای توسعه میدان به کار رود و مناطق قابل تولید را مشخص کند.
- ۲- اهمیت تعیین و تفکیک کل مقدار هیدروکربن موجود در مخزن (نفت تولید شونده و نفت غیرقابل تولید).
- ۳- ارزیابی مقدار هیدروکربنی که توسط روش‌های تولید ثانویه قابل تولید است.

۴- استفاده از بخش خالص به عنوان یک پارامتر یکپارچه‌سازی.

۴- استفاده از حد برش و NTG در بزرگ‌نمایی<sup>۷</sup> از مقیاس مدل ریز به دانه درشت در شبیه‌سازی دینامیکی مقدار بخش خالص که به کمک محاسبات موازنه مواد تطبیق داده شده، می‌تواند با مقدار بخش خالص که برای محاسبات نفت در جای قابل استحصال توسط تولید طبیعی<sup>۸</sup> به کار می‌رود، تفاوت داشته باشد و نقش هر بخش خالص ممکن است به شکل قابل توجهی از netsand تعیین شده برای عملیات تولید ثانویه متفاوت باشد.

### ۳-۳- حد برش حجم شیل

ماسه‌سنگ و شیل، خصوصیات سنگ‌شناسی، تخلخل، تراوایی و اشباع آب متفاوتی دارند و بنابراین، خواص پتروفیزیکی این دو نیز متفاوت است. ماسه‌سنگ مقادیر تخلخل و تراوایی بیشتر و اشباع آب کمتری نسبت به شیل دارد. به این ترتیب، ماسه‌سنگ توانایی بیشتری برای ذخیره‌سازی هیدروکربن دارد و از آنجایی که ماسه‌سنگ دارای تخلخل موثر بیشتری است، شرایط مناسب‌تری را برای جریان یافتن سیال مخزن فراهم می‌کند، در حالی که شیل مانع عبور جریان می‌شود. برای محاسبه صحیح مقدار هیدروکربن قابل تولید، حجم سنگ مخزن عاری از شیل استفاده می‌شود. به عبارت دیگر، میزان شیل موجود در سنگ مخزن باید از حداکثر مجاز یا حد برش حجم شیل سازند کمتر باشد.

در مطالعه یک مخزن از حد برش حجم شیل (Vshc) برای مشخص کردن Net Sand، از حد برش تخلخل (Oc) برای تعیین Net Reservoir و از حد برش اشباع آب (Scw) برای تعریف بخش خالص استفاده می‌شود.

### ۴-۳- حد برش دینامیکی

اصلی‌ترین موضوع در بحث انتخاب یک حد برش خاص، پی بردن به ذات دینامیکی آن است. این نکته‌ای است که اغلب نادیده گرفته می‌شود زیرا زمین‌شناسان اغلب تمایل دارند که مقدار حد برش را فقط براساس پارامترهای استاتیکی مانند خواص سنگ‌شناسی و پتروفیزیکی سنگ مخزن انتخاب کنند.

رویکرد معمول برای مشخص کردن نسبت خالص به کل، انتخاب یک مقدار مینا و پایه برای تراوایی (به‌طور مثال یک میلی‌داریسی) و سپس، استفاده از رابطه تخلخل - تراوایی برای به‌دست آوردن مقدار تخلخل متناظر با آن می‌باشد. مادامی که خواص پتروفیزیکی سنگ مخزن در انتخاب مقدار حد برش دارای اهمیت هستند، این موضوع باید در نظر گرفته شود که این مقدار به فاکتورهای دینامیکی دیگری از قبیل اشباع

که نقشی در عملکرد مخزن ندارند، تفکیک می‌شود. در تعیین حدود برش از برخی از مهم‌ترین پارامترهای پتروفیزیکی مثل تخلخل، اشباع آب و میزان حجم شیل استفاده می‌شود. روش‌های تعیین حد برش و مقادیر آن کاملاً متاثر از نوع هیدروکربور موجود در مخزن اعم از گاز و نفت و سنگ‌شناسی مخزن (اعم از کربناته و ماسه‌سنگ) می‌باشد.

### ۱-۳- حد برش تخلخل

حد برش تخلخل، کمترین مقدار تخلخل سنگ است که به‌ازای تراوایی متناظر آن، جریان سیال در سنگ تحقق می‌یابد. بنابراین، اولین شرطی که برای محاسبه حجم هیدروکربن درجا باید مدنظر قرار گیرد، این است که تخلخل آن از تخلخل برشی بیشتر باشد.

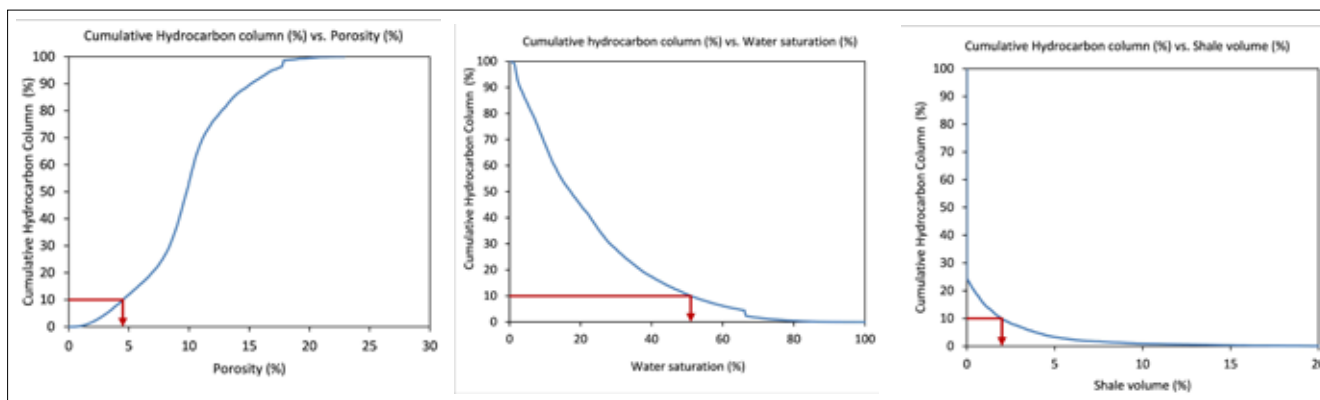
### ۲-۳- حد برش اشباع آب

برای مشخص کردن حجم هیدروکربور موثر یک سازند معمولاً فقط نواحی‌ای که دارای تراوایی کافی هیدروکربن برای تولید هستند، در محاسبه هیدروکربن درجا در نظر گرفته می‌شوند. تراوایی موثر هیدروکربن سنگ‌ها در حضور آب<sup>۹</sup> سازند از مقدار تراوایی مطلق کمتر است.

از آنجایی که جریان جزئی آب تحت تاثیر درصد اشباع آب (که کنترل‌کننده تراوایی نسبی آب و نفت و ویسکوزیته سیالات می‌باشد) تعیین می‌شود، بنابراین با افزایش میزان حد برش اشباع آب، توانایی سنگ برای انتقال هیدروکربن سریعاً کاهش می‌یابد.

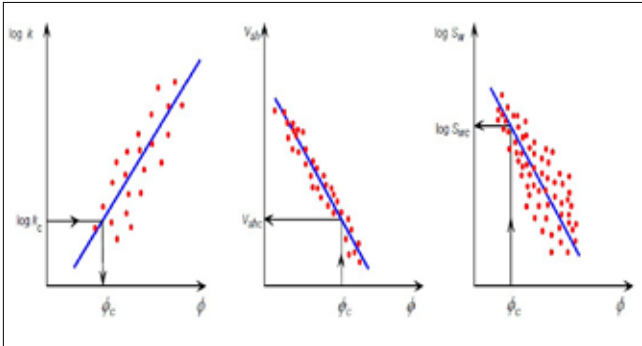
برای اهداف کاربردی و عملی در محاسبه حجم هیدروکربن درجا، باید در ناحیه مورد بررسی، علاوه بر تخلخل بیشتر از حد برش تخلخل، اشباع آب نیز کمتر از حد برش اشباع باشد.

با استفاده از خواص تراوایی، تخلخل و اشباع آب بدست آمده از آنالیز مخصوص مغزه<sup>۱۰</sup> و لاگ‌های پتروفیزیکی، می‌توان ماکزیمم مقدار اشباع آبی که برای مقادیر تخلخل و تراوایی تولید خواهد شد را تخمین زد.

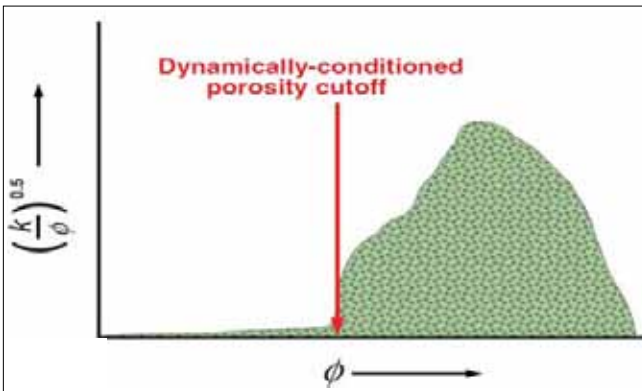


شکل ۲ | شماتیک تعیین حدود برش پارامترهای پتروفیزیکی با روش ستون هیدروکربن

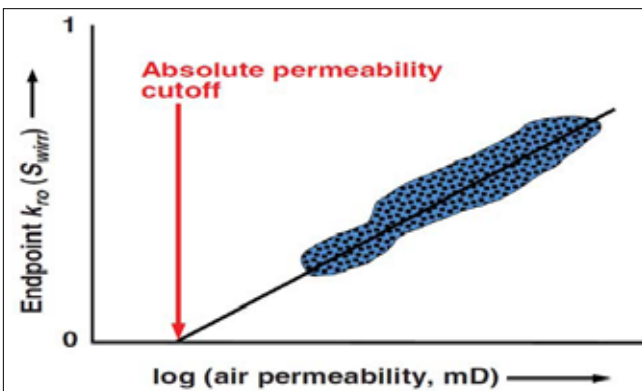
تخلخل، اشباع آب و حجم شیل رسم شده و با اعمال مقادیر مرسوم حد برش برای ستون هیدروکربن (به عنوان مثال ۵ یا ۱۰ درصد) مقادیر متناظر تخلخل، اشباع آب و حجم شیل به دست می آید که به عنوان حدود برش این پارامترها معرفی می شوند. متأسفانه معیار انتخاب مقادیر حد برش ستون هیدروکربور علمی نمی باشد و کاملاً سلیقه ای و بدون در نظر گرفتن خواص محیط متخلخل است.



شکل ۳ | تعیین یک دسته از حد برش های پتروفیزیکی با استفاده از حد برش تراوایی [۲]



شکل ۴ | نمودار قطر حفره ی معادل لورت  $(k/\phi)$  بر اساس تخلخل که نشان دهنده ی حد برش دینامیک شده برای تخلخل می باشد [۳]



شکل ۵ | نمودار نقطه پایانی منحنی تراوایی نسبی هیدروکربن در حضور آب بر اساس تراوایی هوا [۴]

سیالات، مکانیسم تخلیه مخزن و روش های ازدیاد برداشت نیز مرتبط است. لذا در این ارتباط نکات زیر باید مورد توجه قرار گیرند: پارامتر پویایی: انتخاب حد برش بیشتر از اینکه فقط به تراوایی وابسته باشد، به پویایی  $(K/\mu)^{11}$  وابسته است. این بدین معناست که برای سازندهای یکسان با تراوایی یکسان، مقدار حد برش به صورت تابعی از سیال سازند تغییر خواهد کرد (نفت یا گاز).

تراوایی موثر: همانطور که می دانیم قبل از اینکه تراوایی به دست آمده از مغزه برای تعیین حد برش به کار رود، باید همه تصحیحات لازم از قبیل OverBurden و Klinkenberg Effect برای مقادیر تراوایی اعمال گردد. علاوه بر این، به منظور دستیابی به شرایط واقعی مخزن، به جای تراوایی مطلق باید تراوایی موثر نفت به کار رود. تراوایی مطلق همیشه بیشتر از تراوایی موثر نفت است و استفاده از آن در تعیین حد برش باعث می شود که مقدار نفت درجا بیشتر از مقدار واقعی تخمین زده شود.

وابستگی حد برش به افت فشار: در یک مخزن که مکانیسم رانش تخلیه ای دارد، حد برش نیز وابسته است. این مسئله قابل درک است که یک افت فشار زیاد این امکان را فراهم می کند که پدیده تخلیه برای سنگ های نسبتاً کم تراوا که در افت فشارهای کوچک تولید نمی کنند، صورت گیرد. بنابراین در حین تخلیه مخزن حد برش واقعی تغییر می کند. زیرا با اعمال افت فشار بزرگ تر بر سازند، نواحی کم تراوا و چگال تر به صورت تصاعدی در تولید شرکت می کنند که این موضوع نشان دهنده تعریف ذات دینامیکی حد برش است. این فرایند در کل، وابسته به زمان می باشد و در سازندهای دارای ناهمگونی بیشتر شدیدتر خواهد بود.

وابستگی حد برش به مکانیسم تخلیه: در یک مخزن با مکانیسم فعال رانش آب یا در خلال عملیات سیلاب زنی که فشار در حال افزایش است، تعیین حد برش به ویژگی های آبد و یا ویژگی های فرایند سیلاب زنی نیز بستگی دارد.

وابستگی حد برش به مرحله بهره برداری از مخزن: با توجه به مباحث مطرح شده، مقدار حد برش در یک مخزن ممکن است در خلال فرایندهای بازیافت اولیه و ثانویه متفاوت باشد. این موضوع این نتیجه را در بر دارد که در یک مخزن با اشباع سیال مشخص، نقشه های بخش خالص برای یک مخزن، قبل و بعد از شروع تولید می تواند متفاوت باشد.

#### ۴- روش های محاسبه حدود برش

##### ۴-۱- روش های مرسوم

##### ۴-۱-۱- روش ستون هیدروکربن

در این روش، نمودار ستون هیدروکربن تجمعی محاسبه شده از نمودارهای عمدتاً پتروفیزیکی بر حسب پارامترهای پتروفیزیکی

#### ۴-۱-۲- روش تراوایی

از لاگ در نظر گرفته می‌شود. این محدوده‌ی به‌دست آمده، برای پارامترهای لاگ به‌عنوان cutoff لحاظ می‌گردد. در این روش برای تشخیص سنگ‌های مخزنی از سنگ‌های غیرمخزنی، "قطر تخلخل (حفره) معادل لورت<sup>۱۲</sup>" به کار برده می‌شود. این پارامتر مرکب می‌تواند پویایی را نیز برای شرایط مخزن شبیه‌سازی کند. بنابراین net reservoir cut off اتخاذ شده به‌عنوان محدوده‌ای از تخلخل بیان می‌شود. برای سیلاب‌زنی اثبات شده است که یک برون‌یابی از نقاط پایانی نمودار تراوایی نسبی نفت می‌تواند در تمیز دادن سنگ‌های مخزنی از سنگ‌های غیرمخزنی موثر باشد. از این رو، تراوایی نسبی در نقطه پایانی به همان تراوایی مطلق مغزه که براساس شرایط مخزن تصحیح شده است، مرتبط می‌شود. تخلخل نیز به این محدوده تراوایی مطلق برگردانده می‌شود. بنابراین، net reservoir cut off مجدداً در عبارتی از تخلخل بیان می‌شود. به‌طور کلی، در هر دو مورد، حد برش برای تخلخل به‌طور مجزا یک اهمیت دینامیکی بودن دارد. حد برش برای سایر پارامترها از قبیل حجم شیل و اشباع آب می‌تواند از روی همین محدوده تعیین شوند.

#### ۴-۲- روش‌های نوین

##### ۴-۲-۱- روش استفاده از پویایی (مویلیتی) برای تعیین حد برش

انتخاب حد برش بیشتر از اینکه فقط به تراوایی وابسته باشد، به پویایی ( $k/\mu$ ) وابسته است و برای سازندهای یکسان با تراوایی یکسان مقدار حد برش به‌صورت قابل ملاحظه‌ای تابعی از سیال سازند یا به‌عبارت بهتر تابعی از ویسکوزیته سیال است. لذا انتخاب حد برش بر اساس پویایی منطقی‌تر از انتخاب حد برش بر اساس تراوایی است. در این روش نیز همانند روش‌های مطرح شده قبلی، حد برش برای سایر پارامترها از مقدار حد برش انتخاب شده برای پویایی تعیین می‌شود. در کل مقداری که معمولاً برای حد برش پویایی انتخاب می‌شود در بازه‌ی نیم تا یک میلی‌داری بر سانی پوز است. جهت تعیین حد پویایی می‌توان از اطلاعات آزمایش‌های RFT، XPT، MDT و DST استفاده کرد.

##### ۴-۲-۲- روش پارامتر مرجع

اولین گام در تعیین حد برش، انتخاب یک پارامتر مرجع جهت تشخیص فواصل مخزنی است. از آنجایی که برای تولید نفت، مخزن باید توانایی حرکت سیال را داشته و هم چنین دارای تخلخل مفیدی باشد، پس لازم است پارامتری مرجع با خاصیت دینامیکی انتخاب شود. با توجه به اینکه پارامتر مرجع در مقیاس مغزه اندازه‌گیری می‌شود و ممکن است نتوان پارامتر مرجع را به‌طور مستقیم از لاگ‌های چاهی اندازه‌گیری کرد، لذا برای فواصلی از مخزن که هیچ مغزه‌ای نداشته باشد، باید پارامتر مرجع را به پارامترهایی ارتباط داد که بتوان آنها را از طریق لاگ‌های چاه برای آن فواصل اندازه‌گیری نمود.

در این مسیر یک محدوده برای پارامتر مرجع تعریف می‌گردد و منطبق بر آن، محدوده پارامتر مرجع محدوده‌ای برای پارامترهای به‌دست آمده

##### ۴-۲-۳- ارائه پارامتر مرجع برای مکانیسم‌های مختلف تولید از مخزن

فرایند تعیین حد برش برای یک مخزن تحت تأثیر مکانیسم تولید مخزن قرار خواهد داشت. در ادامه، دو مکانیسم برداشت اولیه و سیلاب‌زنی، مدنظر قرار می‌گیرد. بخش خالص در مکانیسم برداشت اولیه، پیوستگی مخزن و در مکانیسم سیلاب‌زنی قابلیت سیلاب‌زنی سازند را نشان می‌دهد. به‌طور کلی، برای مکانیسم‌های مختلف تولید، حد برش‌های متفاوتی به کار برده می‌شود. لذا تعیین حد برش کاملاً به مکانیسم بازیافت از مخزن وابسته است [۳].

##### - تعریف پارامتر مرجع برای تعیین بخش خالص در بازیافت اولیه از مخزن

در مرحله بازیافت اولیه<sup>۱۳</sup>، بخش خالص متأثر از ضوابط و معیارهای تخلیه<sup>۱۴</sup> است. پارامتر مرجع انتخاب شده برای این مکانیسم تولیدی، dp، برابر با قطر حفره‌ی معادل لورت می‌باشد:

$$dp = \sqrt{k/\phi} \quad (1)$$

این رابطه می‌تواند برای پویایی نیز بسط داده شود. با رسم پارامتر dp در مقابل تخلخل می‌توان محدوده تخلخل (یا همان حد برش برای تخلخل) را تعیین نمود. مقدار این محدوده (این بازه) به مشخصات هیدرولیکی سنگ مرتبط می‌شود و این موضوع از طریق رویکرد Flow Zone Indicator FZI تشریح می‌شود. لذا در این روش حد برش تخلخل با توجه به شرایط دینامیکی تعیین می‌شود [۴].



هیدروکربوری در ایران است. در این زمینه نرم افزارهای خارجی وجود دارد ولی برخی از این نرم افزارها برای استفاده همان شرکت توسعه دهنده تهیه شده و شرکت ها حاضر به فروش نرم افزار خود نیستند. علاوه بر این، خرید و پشتیبانی نرم افزارهای خارجی به طور کلی متحمل پرداخت هزینه های زیادی است. همچنین به خاطر ویژگی های مخازن هیدروکربنی موجود در کشور و تفاوت آنها با مخازن موجود در سایر نقاط جهان، نرم افزارهای خارجی به طور کامل با ویژگی های مخازن کشور همخوانی ندارند و نتایج آنها ممکن است با واقعیت شرایط مخازن ایران فاصله زیادی داشته باشد. بنابراین، توسعه نرم افزارهای بومی مطابق با ویژگی های مخازن کشور بسیار حائز اهمیت است.

نرم افزار UT-CDP قابلیت محاسبه حدود برش برای پارامترهای مختلف را دارد. در این نرم افزار علاوه بر روش های مرسوم (مثل روش ستون هیدروکربن تجمعی و روش رابطه تراوایی-تخلخل)، روش های نوین محاسبه حد برش (مثل رابطه تحرک پذیری-تخلخل، روش قطر حفره معادل Leverett، روش Winland و روش محاسبه شعاع گلوله حفره ها با استفاده از داده های آزمایش تزریق جیوه) نیز مورد استفاده قرار گرفته اند. الگوریتم های مختلف محاسبه حدود برش در تهیه نرم افزار به کار گرفته شده و در نهایت، یک بسته نرم افزاری کامل برای محاسبه حد برش پارامترهای مختلف جهت تعیین حجم نفت موجود در مخزن تهیه شده است [7].

#### ۵-۱- رابط کاربری نرم افزار

رابط کاربری نرم افزار بسیار روان طراحی شده و کاربر می تواند به راحتی با نرم افزار کار کند. نرم افزار UT-CDP با استفاده از نرم افزار ویژوال بیسیک نوشته شده و برای استفاده در سیستم عامل ویندوز تهیه شده است. منوهای نرم افزار در شکل ۶- مشاهده می شود.

#### ۵-۲- ورود اطلاعات در نرم افزار

این نرم افزار برای ایجاد بانک اطلاعاتی داده های نمودارها و مغزه ها، ویرایش و آنالیز داده ها، محاسبه حد برش تخلخل و اشباع آب هر لایه به صورت جداگانه و میانگین گیری از این خواص به کار می رود.

برای استفاده از نرم افزار، پس از وارد کردن لایه های مخزن و نام چاه ها، نرم افزار آماده دریافت داده های نمودارهای پتروفیزیکی و آزمایش های مغزه می باشد. داده های پتروفیزیکی به صورت فایل های LAS به نرم افزار

کاربرد این روش به صورت شماتیک در شکل ۴- نشان داده شده که در آن، نمودار dp براساس تخلخل به دست آمده از آزمایش های مغزه رسم شده است.

#### - تعریف پارامتر مرجع برای تعیین بخش خالص در فرایند افزایش تولید

از آنجایی که تولید ثانویه به شرایط سیلاب زنی در مخزن بستگی دارد، پارامتر مرجع انتخاب شده می تواند تراوایی نسبی هیدروکربن در حضور آب باشد. از آنالیز ویژه مغزه (SCAL) پارامتر تراوایی نسبی به دست می آید که با توجه به محدودیت های آزمایشگاهی و عملیاتی، این گونه آزمایش ها در مقایسه با خواص روتین مخزن تعداد کمتری دارند. به همین دلیل لازم است که تراوایی نسبی به پارامتر روتین مغزه نسبت داده شود و هر محدوده تراوایی نسبی به خواص روتین مغزه متناظر گردد. بر این اساس ثابت شده است که نقطه پایانی نمودار تراوایی نسبی (تراوایی نسبی هیدروکربن در اشباع آب غیر قابل کاهش) در مشخص سازی، یک حد برش متناظر برای پارامترهای روتین مغزه است (شکل ۵-).

#### ۴-۲-۴- استفاده از فشار موئینه و شعاع دهانه حفرات برای تعیین حد

##### برش (روش Winland)

روش Winland بر اساس ایجاد یک رابطه میان شعاع حفره متناظر با اشباع جیوه و همچنین، خواص تراوایی و تخلخل می باشد. شکل کلی این معادله به صورت زیر است:

$$\text{Log } R_{35} = a + b \text{Log } k + c \text{Log } \phi \quad (2)$$

که در آن  $R_{35}$ ،  $k$  و  $\phi$  به ترتیب شعاع گلوله متناسب با اشباع ۳۵ درصد جیوه، تراوایی و تخلخل مغزه است. سه ضریب  $a$ ،  $b$  و  $c$  پارامترهای رگرسیون هستند که به روش غیرخطی به دست می آیند.

$$\text{Winland معادله تجربی زیر را به دست آورد [6]:} \\ \text{log } R_{35} = 0.732 + 0.588 \text{log } K_{\text{air}} - 0.864 \text{log } \phi_{\text{core}} \quad (3)$$

Winland مقدار  $0.5 \mu\text{m}$  را برای  $R_{35}$  به عنوان بخش خالص برای میدان Spindle تعریف کرد. با این ملاک که او مشاهده کرده بود که چاه های خشک دارای  $R_{35}$  کمتر از  $0.5 \mu\text{m}$  و چاه های تولیدی دارای  $R_{35}$  بزرگ تر از  $0.5 \mu\text{m}$  هستند. پس از آن مقدار  $0.5 \mu\text{m}$  برای تعریف pay در سایر مخازن به کار رفته است. لذا روش  $R_{35}$  می تواند به عنوان یک ابزار برای تعیین میزان جریان و همچنین، به عنوان یک بخش خالص حد برش برای حذف بخش های کم تراوا و کم تخلخل به کار رود.

#### ۵- معرفی نرم افزار تهیه شده

نرم افزار UT-CDP اولین نرم افزار بومی محاسبه حد برش مخازن



۶ | منوهای نرم افزار UT-CDP

به صورت خودکار نمودارهای ستون هیدروکربنی تجمعی (CHC) و توزیع فراوانی (هیستوگرام) هریک از متغیرهای تخلخل و اشباع آب را مانند شکل-۷ و شکل-۸ برای هر لایه دلخواه رسم می‌کند. مقادیر حد برش برای تخلخل و اشباع آب به ازای هر برش دلخواه از CHC و برش پیش فرض ۵ درصد (مقدار ۵٪ به صورت سنتی اجرا می‌گردد) نیز محاسبه می‌شود. کاربر می‌تواند حد برش را به ازای درصد دلخواهی از CHC به دست آورد.

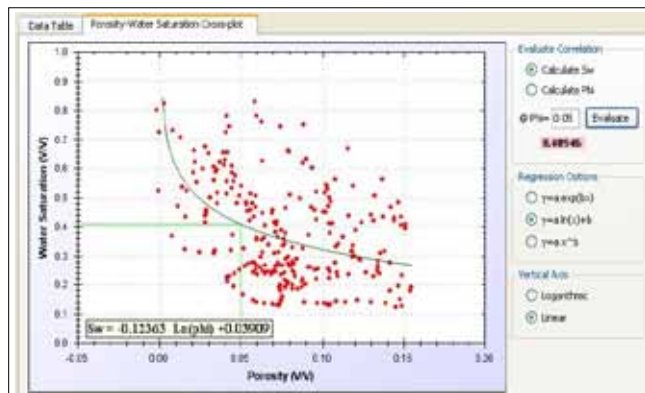
همچنین با به کارگیری رابطه و یا وابستگی تخلخل و اشباع آب و تخلخل و حجم شیل می‌تواند به تعیین حد برش اشباع آب و حد برش شیل کمک کند. ولی به دلیل پراکندگی داده‌ها، یافتن رابطه‌ای با خطای کم مشکل است. در این برنامه سه رابطه رایج نمایی، لگاریتمی و توانی قابل انتخاب می‌باشد. نمونه‌ای از رابطه میان تخلخل و اشباع آب در شکل-۹ و رابطه تخلخل و حجم شیل در شکل-۱۰ نشان داده شده است.

الگوریتم-۳: محاسبه حد برش تخلخل با استفاده از روش رابطه تراوایی-تخلخل در این روش اطلاعات تراوایی و تخلخل مغزه‌ی به دست آمده از آزمایش‌های معمولی مغزه (RCAL) مربوط به لایه یا مخزن موردنظر

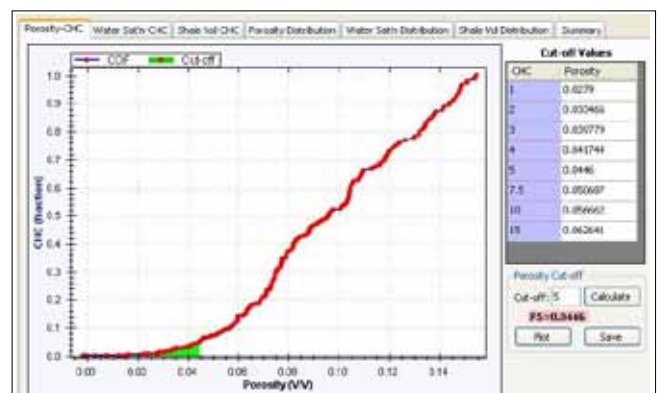
وارد می‌گردند. پس از ورود اطلاعات پتروفیزیکی و یا آزمایش‌های مغزه، می‌توان با ایجاد مجموعه داده‌ها، یک یا چند مجموعه داده برای محاسبه حد برش به روش‌های مختلف تولید کرد و با انتخاب روش موردنظر محاسبات لازم را انجام داد.

### ۳-۵- الگوریتم‌های محاسبات استفاده شده در نرم‌افزار

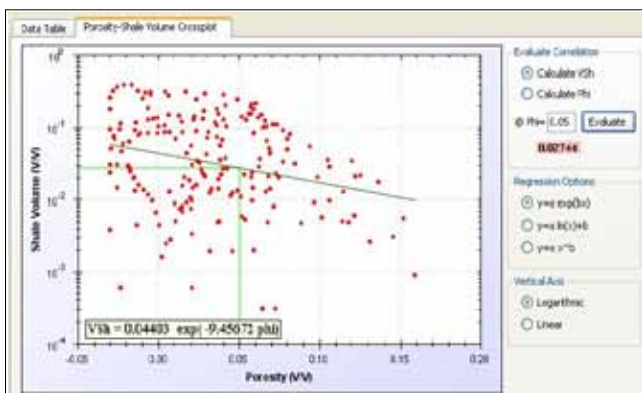
در این بخش، الگوریتم‌های استفاده شده در نرم‌افزار برای محاسبات حد برش با روش‌های مختلف قدیم و جدید ارائه شده است. الگوریتم-۱ و ۲: محاسبه حد برش تخلخل، اشباع آب و شیل با استفاده از روش ستون هیدروکربن تجمعی<sup>۱۵</sup> (CHC) در این روش داده‌های تخلخل، اشباع آب و حجم شیل که از ارزیابی نمودارهای پتروفیزیکی به دست آمده‌اند، بر اساس درصد تخلخل، درصد اشباع آب و درصد حجم شیل مرتب شده، سپس حجم محیط متخلخل حاوی هیدروکربن و در نهایت، ستون هیدروکربن تجمعی محاسبه و رسم می‌شود. پس از ورود داده‌های تخلخل، اشباع آب و حجم شیل، نرم‌افزار



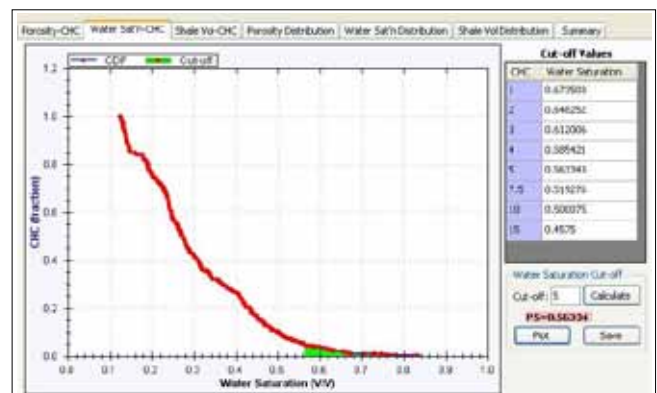
شکل ۹ | نمایشی از پنجره رسم نمودار عرضی اشباع آب-تخلخل



شکل ۷ | نمودار ستون هیدروکربن انباشتی بر حسب تخلخل



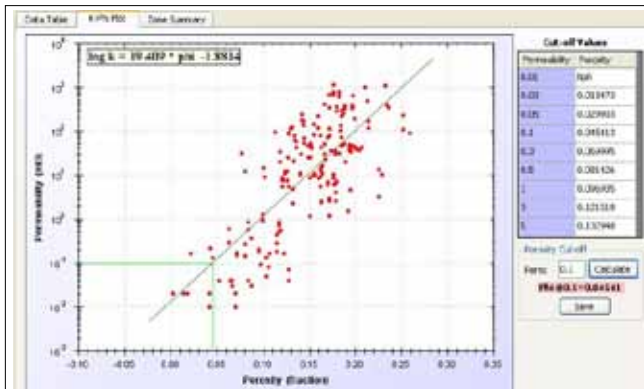
شکل ۱۰ | نمایشی از پنجره رسم نمودار عرضی حجم شیل-تخلخل



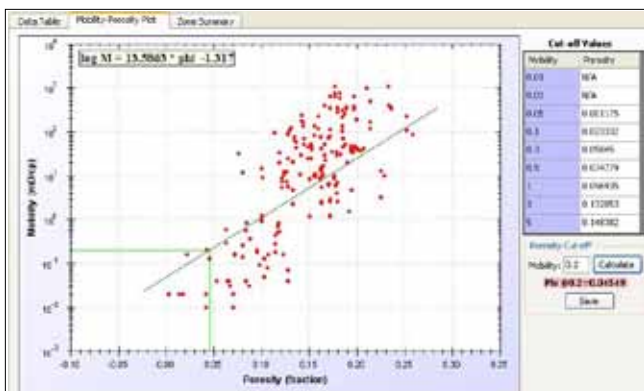
شکل ۸ | نمودار ستون هیدروکربن انباشتی بر حسب اشباع آب

ژنتیک است که ماهیت تصادفی دارد و ضرایب معادله را تعیین می کند. الگوریتم-۷: محاسبه شعاع گلوگاه حفره ها با استفاده از داده های آزمایش تزریق جیوه

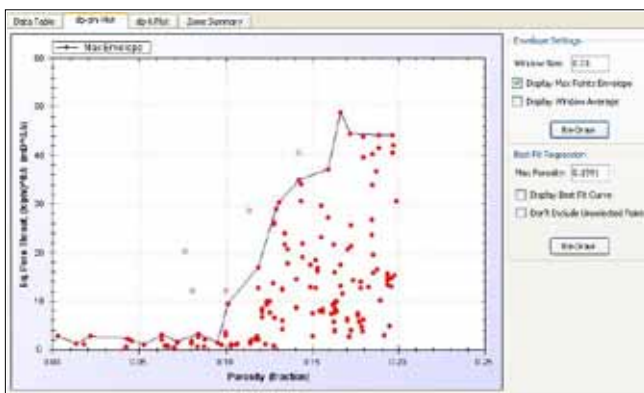
با در اختیار داشتن داده های فشار موینگی حاصل از آزمایش تزریق جیوه و یا هر سیال دیگر، شعاع گلوگاه حفره های سنگ را می توان محاسبه نمود. شعاع متناظر با هر مقدار اشباع جیوه از رابطه



شکل ۱۱ | نمونه ای از نمودار متقاطع تراوایی-تخلخل و نحوه محاسبه حد برش تخلخل در آن



شکل ۱۲ | نمونه ای از نمودار متقاطع تحرک پذیری-تخلخل و نحوه محاسبه حد برش تخلخل در آن



شکل ۱۳ | نمونه ای از نمودار قطر حفره معادل بر حسب تخلخل

به نرم افزار وارد شده و نرم افزار آنها را در یک نمودار نیمه لگاریتمی مانند شکل-۱۱ رسم می کند. سپس با استفاده از روش حداقل مجذور مربعات، بهترین خط راست ممکن بر آنها برازش و رسم می شود.

برای تعیین حد برش تخلخل در این روش لازم است مقداری برای حداقل تراوایی مؤثر در نظر گرفته شود. تخلخل متناظر با حداقل تراوایی توسط نرم افزار محاسبه می شود. حداقل تراوایی مؤثر به نوع سیال و نوع تخلخل بستگی دارد. مقادیر حدس اولیه حداقل تراوایی برای نفت و گاز به ترتیب ۰/۱ و ۰/۰۱ میلی داری را می توان در نظر گرفت.

الگوریتم-۴: محاسبه حد برش تخلخل با استفاده از روش رابطه تحریک پذیری-تخلخل

این روش مشابه روش تراوایی-تخلخل می باشد با این تفاوت که گرانیوی (ویسکوزیته) سیال هم در نظر گرفته می شود. برای وارد نمودن گرانیوی سیال دو روش وجود دارد: مقدار ثابت برای همه لایه ها و مقدار متفاوت برای هر لایه. پس از وارد نمودن داده های تخلخل، تراوایی و گرانیوی سیال، نمودار نیمه لگاریتمی تحریک پذیری بر حسب تخلخل

به همراه بهترین خط برازش داده ها مانند شکل-۱۲ رسم می شود. مشابه روش تراوایی-تخلخل، لازم است مقدار حداقل تحریک پذیری مؤثر در نظر گرفته شود. نرم افزار، مقدار تخلخل متناظر با آن را محاسبه می کند.

الگوریتم-۵: محاسبه حد برش تخلخل با استفاده از روش قطر حفره معادل Leverett

در این روش داده های تخلخل بر حسب  $\sqrt{k/p}$  رسم می شوند و با متصل نمودن نقاط حداکثر به همدیگر، یک منحنی به دست می آید که محل جهش یا افزایش شدید آن متناظر با حد برش تخلخل است (شکل-۱۳). در نرم افزار این قابلیت وجود دارد که برخی از نقاط را از فرایند حذف کرد که در شکل-۱۳ به صورت نقاط تو خالی نشان داده شده اند.

الگوریتم-۶: محاسبه حد برش تخلخل با استفاده روش Winland  
روش Winland بر اساس ایجاد یک رابطه میان شعاع حفره متناظر با اشباع ۳۵ درصد جیوه و تراوایی و تخلخل ارائه شده است. در نرم افزار، امکان انجام روش مذکور با استفاده از داده های شعاع حفره دیگر هم فراهم شده است.

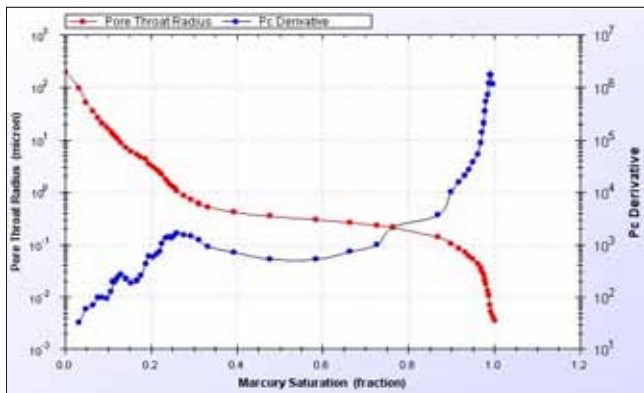
پس از وارد نمودن تخلخل، تراوایی و شعاع حفره، نرم افزار با رسم نمودارهای لگاریتمی، وابستگی شعاع حفره را به متغیرهای تخلخل و تراوایی نشان می دهد و خط برازش شده به داده ها را نیز همراه با معادله آن ارائه می دهد (مانند شکل-۱۴).

در مرحله بعد لازم است ضرایب معادله Winland را برای مغزه های موجود به دست آورد.

روش بهینه سازی و کاهش خطای مورد استفاده در این برنامه الگوریتم



محاسبه حد برش با روش‌های گوناگون و مقایسه نتایج با تست‌های تولید و خواص مخزنی امکان انتخاب بهترین روش تعیین حد برش و در نتیجه، محاسبه صحیح حجم نفت و گاز موجود در مخزن (دارای ارزش اقتصادی تولید) را ارائه می‌دهد. از آنجایی که محاسبه دقیق حجم نفت و گاز، در توسعه میدان از اهمیت بالایی برخوردار است، نتایج نرم‌افزار UT-CDP می‌تواند در این زمینه مورد استفاده قرار گیرد. نرم‌افزار تهیه شده اولین نرم‌افزار در این زمینه در کشور می‌باشد. این نرم‌افزار در دو میدان نفتی و گازی هم به کار گرفته شد که نتایج آن با نتایج آزمایش‌ها و فعالیت‌های میدان تطابق داشت. ■

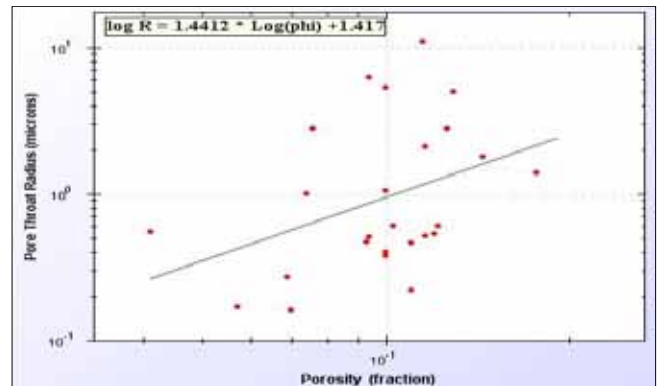


شکل ۱۵ | نمودارهای شعاع حفره و مشتق فشار موینگی برای تعیین Rinflex

از  $r=2.906 \cdot 10^{-5} \gamma \cos \theta / P_c$  به دست می‌آید. در شکل-۱۵ نمونه‌ای از نمودارهای شعاع گلوگاه و مشتق فشار موینگی نمایش داده شده است.

### نتیجه‌گیری

نرم‌افزار بومی تهیه شده UT-CDP از قابلیت محاسبه حد برش برای پارامترهای گوناگون برخوردار است. این نرم‌افزار می‌تواند حد برش را با روش‌های مرسوم (مثل روش ستون هیدروکربن تجمعی و روش رابطه تراوایی-تخلخل) و روش‌های جدید (روش پویایی، روش قطر حفره معادل Leverett، روش Winland و روش محاسبه شعاع گلوگاه حفره‌ها با استفاده از داده‌های MICP) محاسبه کند.



شکل ۱۴ | نمونه‌ای از نمودار عرضی شعاع حفره-تخلخل

### پانویس‌ها

1. pay zone
2. NTG(Net to Gross)
3. Cut off
4. Net pay
5. NTG
6. Secondary recovery
7. Upscaling
8. Primary recovery
9. Fractional flow of water
10. SCAL
11. Mobility
12. Leverett pore throat diameter
13. Primary depletion
14. Drainage
15. Cumulative Hydrocarbone Column

### منابع

- [1] Worthington, P.F. and L. Cosentino, The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2005. 8(04): p. 276290-.
- [2] Worthington, P.F., The Application of Cutoffs in Integrated Reservoir Studies, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2005, Society of Petroleum Engineers: Dallas, Texas. p. 8.
- [3] Cobb, W.M., William M., Marek, F.J., William M., - Net Pay Determination for Primary and Waterflood Depletion Mechanisms - 48952-MS SPE Conference Paper – 1998
- [4] Amaefule, J.O., et al., "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells", in SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1993, Society of Petroleum Engineers: Houston, Texas. p. 16.
- [5] Worthington, P.F., Net Pay--What Is It? What Does It Do? How Do We Quantify It? How Do We Use It? SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2010. 13(05): p. 812822-.
- [6] Mike Spearing, Tim Allen, Gavin McAulay, - Review of the Winland R35 Method for Net Pay Definition and its Application in Low Permeability Sands - SCA 2001
- [۷] بهنام صدایی و همکاران، گزارش نهایی پروژه پژوهشی "تعیین حد برش در میدان سرخون به روش‌های مرسوم و نوین و تهیه نرم‌افزار مربوطه"، شرکت نفت مناطق مرکزی ایران، ۱۳۸۹