

مفاهیم نفوذپذیری نسبی

مطالعات آزمایشگاهی زیادی تأیید کرده‌اند که نفوذپذیری نسبی^۱ هر سیالی در مخزن تابعی از درجه اشباع سیال و خصوصیات ترشوندگی سازند است؛ بنابراین باید برای بیان نفوذپذیری مؤثر هر سیال خاص در یک محیط متخلخل معین، مقدار درجه اشباع سیال نیز مشخص شود. همانند علامت k که در همه جا برای نفوذپذیری مطلق پذیرفته شده است، علامت‌های k_o, k_g, k_w نیز برای نفوذپذیری های مؤثر نفت، گاز و آب پذیرفته شده‌اند. برای ارائه تعریفی کامل از شرایط نفوذپذیری مؤثر در یک محیط باید درجات اشباع (S_o, S_g, S_w) را در آن محیط کاملاً مشخص کرد. در آزمایشگاه با آمیاش قطعه‌های کوچک مغزه، نفوذپذیری های مؤثر مستقیماً اندازه‌گیری می‌شوند. ترکیبات متعددی از درجات اشباع ممکن است در یک محیط

1- Relative Permeability

منفرد وجود داشته باشند ولی معمولاً داده‌های آزمایشگاهی خلاصه و به صورت نفوذپذیری نسبی گزارش می‌شوند.

نفوذپذیری مطلق خاصیتی از محیط متخلخل و برآوردی از ظرفیت محیط انتقال سیالات مختلف است. زمانی که دو یا چند جریان سیال در یک زمان در محیط وجود دارند، نفوذپذیری نسبی هر فاز در یک درجه اشباع مشخص نسبتی از نفوذپذیری مؤثر آن فاز سیال به نفوذپذیری مطلق است. یا:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

k_{ro} نفوذپذیری نسبی نفت؛

k_{rg} نفوذپذیری نسبی گاز؛

k_{rw} نفوذپذیری نسبی آب؛

k نفوذپذیری مطلق؛

k_o نفوذپذیری مؤثر نفت برای یک درجه اشباع معین نفت؛

k_g نفوذپذیری مؤثر گاز برای یک درجه اشباع معین گاز؛

k_w نفوذپذیری مؤثر آب در درجه اشباع معین آب.

مثلاً اگر نفوذ پذیری مطلق یک سنگ $200mD$ و نفوذپذیری مؤثر آن در درجه اشباع نفت 80 درصد $60mD$ باشد، نفوذپذیری نسبی 0.30 در درجه اشباع نفت 0.80 خواهد بود.

چون مقدار نفوذپذیری مؤثر صفر تا k است، مقدار نفوذپذیری نسبی صفر تا یک

خواهد بود:

$$0 \leq k_{rw}, k_{ro}, k_{rg} \leq 1.0$$

اگر سه فاز با هم در یک محیط حضور داشته باشند، مجموع نفوذپذیری‌های نسبی

آنها ($k_{ro} + k_{rg} + k_{rw}$) متغیر و همواره کوچکتر یا مساوی یک است. برای درک بهتر

این مطلب و به خاطر دلایل فیزیکی آن روابط نفوذپذیری نسبی دو فازی و سه فازی باید مفصل تر بررسی شوند.

امروزه در عمل معمولاً از منحنی نفوذپذیری نسبی برای فاز غیر تر به صورت k_{rw} و نفوذپذیری نسبی فاز تر به صورت k_{rw} استفاده می‌شود.

نفوذپذیری نسبی دو فازی

زمانی که یک فاز تر^۱ و یک فاز غیر تر^۲ با هم در یک مخزن جریان می‌یابند، هر فاز مسیرهای مشخص و مجزایی را دنبال خواهد کرد. نتیجه توزیع دو فاز سیال بر اساس خصوصیات ترشوندگی آنها، مفاهیم نفوذپذیری‌های نسبی شاخص فاز تر و فاز غیر تر است. چون فاز تر سوراخ‌های کوچکتر را با درجات اشباع کم اشغال می‌کند و این سوراخ‌ها اساساً در فعل و انفعالات جریان مشارکتی ندارند، درجه اشباع کم فاز تر بر نفوذپذیری نسبی فاز غیر تر تأثیر بسیار کمی دارد. ولی فاز غیر تر سوراخ‌های بزرگتر را اشغال می‌کند و به صورت یک رشته مرکزی درون سوراخ‌ها قرار می‌گیرد. این منافذ و موقعیت قرار گرفتن رشته‌های سیال بالاترین نقش را در جریان یافتن سیال درون مخزن دارند؛ بنابراین حتی در صورت حضور درجه اشباع بسیار کم فاز غیر تر، در این سوراخ‌ها نفوذپذیری نسبی فاز تر به شدت کاهش خواهد یافت.

شکل ۱-۵ دسته‌ای از منحنی‌های نفوذپذیری نسبی^۳ را برای یک سیستم نفت-آب نشان می‌دهد. در این منحنی‌ها، آب فاز تر در نظر گرفته شده است. این شکل به چهار نقطه مهم و مشخص اشاره دارد:

نقطه ۱

منحنی نفوذپذیری نسبی فاز تر نشان می‌دهد که درجه اشباع کوچکی از فاز غیر تر به شدت نفوذپذیری نسبی فاز تر را کاهش خواهد داد زیرا فاز غیر تر فضاهای متخلخل بزرگتر را اشغال می‌کند و جریان با کمترین مشکل درون این منافذ رخ می‌دهد.

-
- 1- Wet Phase
 - 2- Non-Wet Phase
 - 3- Relative Permeability Curves

نقطه ۲

منحنی نفوذپذیری نسبی فاز غیرتر نشان می‌دهد که در درجه اشباع نسبتاً پایین، این فاز شروع به حرکت می‌کند. این درجه اشباع را درجه اشباع بحرانی نفت (S_{oc}) می‌نامند.

نقطه ۳

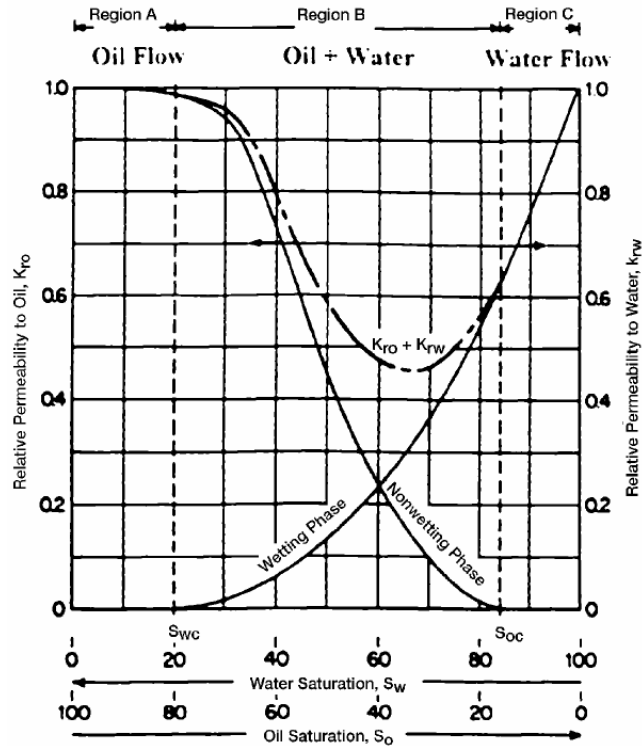
منحنی نفوذپذیری نسبی فاز تر نشان می‌دهد که جریان این فاز در درجه اشباع نسبتاً بالای آن متوقف می‌شود زیرا فاز تر ترجیحاً منافذ کوچک را اشغال می‌کند (جایی که نیروهای موینگی^۱ بیشترین مقدار را دارند). درجه اشباع آب در این وضعیت، درجه اشباع کاهش ناپذیر (S_{wir}) یا درجه اشباع آب محتوایی (S_{wi}) نامیده می‌شود. این دو ترم یک معنی دارند و می‌توان از هر دو استفاده کرد.

نقطه ۴

منحنی نفوذپذیری نسبی فاز غیرتر نشان می‌دهد که در درجات پایین تر اشباع این فاز، تغییرات درجه اشباع تنها تأثیری کوچک بر دامنه منحنی نفوذپذیری فاز غیرتر خواهد داشت زیرا در این درجات سیال فاز تر سوراخ‌های کوچک را که مشارکت عمده‌ای در جریان ندارند اشغال می‌کند بنابراین تغییر درجه اشباع در این سوراخ‌های کوچک تأثیر نسبتاً کمی بر جریان فاز غیرتر خواهد داشت.

عکس این فرایند را نیز می‌توان دید. باید توجه داشت که در این مثال نفت فاز غیرتر و آب فاز تر در نظر گرفته شده‌اند. شکل منحنی‌های فازهای تر و غیرتر را معرفی می‌کنند و می‌توان از نظر ذهنی عکس این حالت را برای سیستمی که نفت فاز تر است تصور کرد. نفوذپذیری کل برای هر دو فاز، $k_{ro} + k_{rw}$ ، کمتر از یک است (در نواحی B و C).

بحث بالا را می‌توان برای داده‌های نفوذپذیری نسبی سیستم نفت-گاز نیز مطرح نمود. (شکل ۵-۲). بعضی وقت‌ها این نمودار را منحنی نفوذپذیری های نسبی مایع - گاز^۱ نیز می‌نامند. چون در این حالت نفوذپذیری ها بر حسب درجه اشباع سیال مایع رسم شده‌اند.

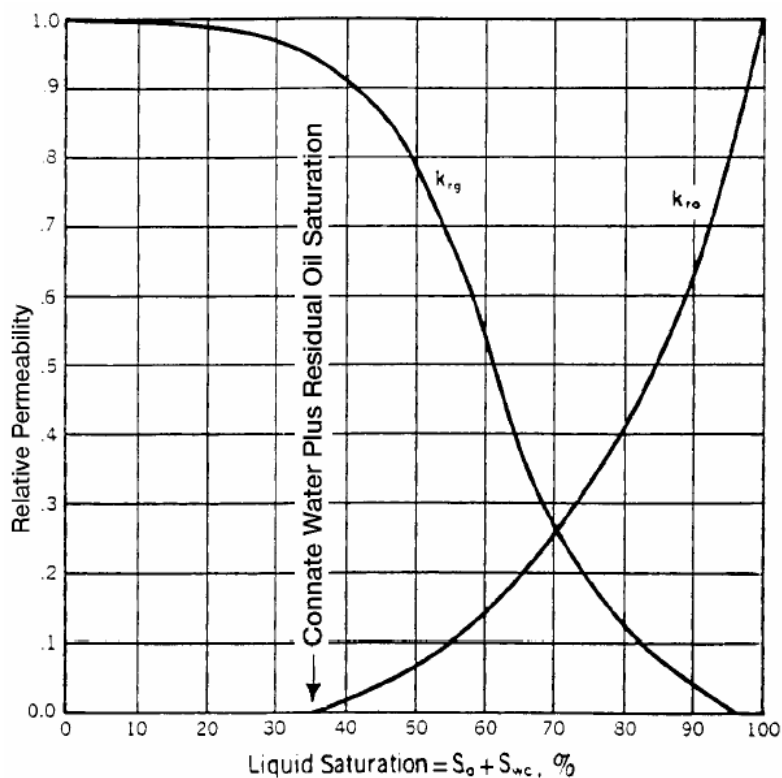


شکل ۵-۱: رفتار جریان دو فازی

شکل ۵-۲ داده‌های نفوذپذیری نسبی معرف سیستم نفت - گاز را بر حسب درجه اشباع آب محتوایی نشان می‌دهد. به نظر می‌رسد چون آب محتوایی (آب غیر قابل کاهش) طبیعتاً کوچکترین منافذ را در حضور نفت و گاز اشغال کرده است، در این که این سوراخ‌ها با آب یا نفت پر شده‌اند اختلاف اندکی وجود دارد زیرا در این صورت نفت نیز قابل جابه‌جا شدن نخواهد بود. در نتیجه در کاربرد داده‌های نفوذپذیری

1- Gas- Liquid Relative Permeability

نسبی نفت- گاز در یک مخزن معمولاً از درجه اشباع کل سیال مایع^۱ به عنوان پایه‌ای برای ارزیابی نفوذپذیری نسبی گاز و نفت استفاده می‌شود.



شکل ۲-۵: منحنی‌های نفوذپذیری نسبی گاز- نفت

شکل منحنی نفوذپذیری نسبی معرف تغییرات نفت به کلی با شکل منحنی نفوذپذیری نفت در سیستم نفت- آب فرق دارد. در سیستم نفت - آب، نفت فاز غیرتر در نظر گرفته می‌شود در حالی که در حضور گاز نفت فاز تر خواهد بود. در نتیجه در حضور آب به تنهایی، منحنی نفوذپذیری نسبی نفت به شکل S است، در حالی که در حضور گاز این منحنی به شکل فاز تر یعنی به سمت بالا مقعر می‌شود. درجه بحرانی اشباع گاز S_{gc} نیز در کل بسیار کوچک است.

1- Total Liquid Saturation

دیگر پدیده مهم مرتبط با جریان سیال در محیط متخلخل مفهوم درجات اشباع باقی مانده^۱ است. زمانی که یک سیال امتزاج ناپذیر^۲ در حال جابه‌جا کردن سیال دیگری است، ممکن است درجه اشباع سیال جابه‌جا شده به صفر برسد. در بعضی درجات اشباع کوچک، فرض می‌شود پیوستگی حرکت فاز جابه‌جا شده و در نتیجه جریان فاز جابه‌جا شده متوقف می‌شود. به این درجه اشباع درجه اشباع باقی مانده می‌گویند. چون این عامل بیشترین مقدار برداشت را از مخزن تعیین می‌کند، اهمیت زیادی در مهندسی نفت دارد. برعکس، قبل از این که سیال بتواند جریان یابد، درجه اشباع سیال باید به یک مقدار حداقل برسد (شکل ۵-۱). به این درجه اشباع که سیال در آن شروع به حرکت می‌کند درجه اشباع بحرانی گفته می‌شود. به صورت تئوری، درجه اشباع بحرانی و درجه اشباع باقی مانده باید برای هر سیالی برابر باشند (البته مفهوم این دو با هم فرق دارد). درجه بحرانی اشباع در جهت افزایش درجه اشباع و درجه اشباع غیر قابل کاهش در جهت کاهش درجه اشباع اندازه‌گیری می‌شود. بنابراین تاریخچه‌های درجه اشباع در اندازه‌گیری با هم تفاوت دارند.

قبلاً برای داده‌های فشار موینگی گفته شد که تاریخچه درجه اشباع بر نفوذپذیری نسبی تأثیر می‌گذارد (شکل ۵-۳). اگر نمونه سنگی در آغاز با فاز تر (مثلاً آب) اشباع شده باشد و داده‌های نفوذپذیری نسبی با جریان یافتن فاز غیر تر (یعنی نفت) در نمونه و کاهش درجه اشباع فاز تر به دست آیند، فرایند در دسته ریزش طبقه‌بندی می‌شود.

اگر داده‌ها با افزایش درجه اشباع فاز تر به دست آیند، به آن فرایند آشام^۳ گفته می‌شود. این نامگذاری با آنچه که برای فشار موینگی استفاده شد سازگاری دارد. این اختلاف نفوذپذیری با تغییر تاریخچه درجه اشباع را پسماند (*Hysteresis*) گویند. چون پسماند بر اندازه‌گیری‌های نفوذپذیری تأثیر می‌گذارد، در آزمایشگاه تاریخچه درجه اشباع باید حتماً چندین بار اندازه‌گیری شود.

-
- 1- Residual Saturation
 - 2- Immiscible
 - 3- Imbibition or Resaturation Process

فرایند ریزش^۱

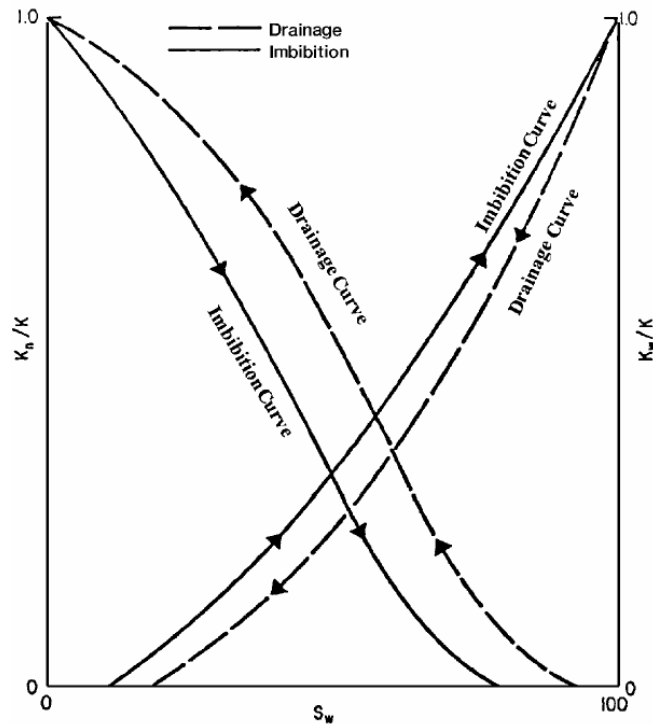
امروزه نظر همه دانشمندان این است که در آغاز شکل‌گیری یک مخزن، منافذ آن با آب اشغال شده‌اند. بعد از این که نفت به داخل مخزن مهاجرت می‌کند، آب درون خلل و فرج را جابه‌جا می‌کند و مقدار آن را تا درجه اشباع باقی‌مانده کاهش می‌دهد. زمانی که یک مخزن کشف می‌شود، سوراخ‌های آن با درجه اشباعی از نفت و درجه اشباع آب محتوایی پراند. اگر گاز عامل جابه‌جا کننده باشد، در مخزن حرکت می‌کند و نفت را جابه‌جا می‌کند.

این تاریخچه یکسان باید چندین بار در آزمایشگاه برای حذف اثرات فرایند پسماند بررسی شود: ابتدا مغزه را با آب اشباع می‌کنند و سپس با نفت مقدار آب را تا درجه اشباع غیر قابل کاهش آب یا آب محتوایی کاهش می‌دهند؛ حال قطعه مغزه با نفت و آب محتوایی اشباع است. در مرحله بعد نفت نیز با گاز جابه‌جا می‌شود. این فرایند جریان به تخلیه گازران^۲ یا ریزش معروف است. در این فرایند سیال فاز غیر تر پیوسته افزایش و فاز تر مدام کاهش می‌یابد.

فرایند آشام^۳

انجام این فرایند در آزمایشگاه بدین صورت است: ابتدا قطعه مغزه را با فاز تر (آب) اشباع می‌کنند؛ سپس مقدار آب را با تزریق نفت تا سطح آب محتوایی کاهش می‌دهند. این یک فرایند ریزش است که برای استقرار درجات اشباع اولیه سیالات، مشابه وضعیت یک مخزن در زمان اکتشاف، طراحی شده است. فاز تر (آب) دوباره به مغزه فرستاده می‌شود و مقدار آن پیوسته در قطعه مغزه در حال افزایش است. این پدیده یک فرایند آشام و هدف از اجرای آن تولید داده‌های نفوذپذیری نسبی برای محاسبات سیلاب‌زنی یا مکانیزم آبران^۴ است.

-
- 1- Drainage Process
 - 2- Gas Drive Depletion Process
 - 3- Imbibition Process
 - 4- Water Drive Mechanism



شکل ۳-۵: تأثیرات پسماند در نفوذپذیری نسبی

شکل ۳-۵ اختلاف فرایندهای آشام و ریزش را برای اندازه‌گیری نفوذپذیری نسبی نشان می‌دهد. تکنیک آشام در مقادیر بالاتر درجه اشباع باعث از دست رفتن تحرک‌پذیری فاز غیرتر (نفت) نسبت به فرایند ریزش می‌شود. تأثیر این دو فرایند بر منحنی فاز تر (آب) مشابه است. روش ریزش تحرک‌پذیری فاز تر را در مقادیر بالاتر درجه اشباع این فاز از روش آشام کمتر می‌کند.

روابط نفوذپذیری نسبی دو فازی^۱

در بعضی حالات، ممکن است داده‌های نفوذپذیری نسبی نمونه‌های واقعی مخزن موجود نباشند و باید به شیوه دیگری به دست آیند. معمولاً می‌توان نفوذپذیری نسبی

1- Two Phase Relative Permeability

میدان را محاسبه کرد (فصل ششم). در هر صورت داده‌های میدانی برای تولید در آینده وجود ندارند و بعضی داده‌های جانشین باید فراهم شوند. چندین روش برای محاسبه روابط نفوذپذیری نسبی ارائه و پارامترهای متنوعی برای این کار استفاده شده‌اند:

- درجات اشباع اولیه و باقی‌مانده؛
- داده‌های فشار موینگی.

به علاوه، اکثر روابط پیشنهاد شده از درجه اشباع مؤثر فاز^۱ به عنوان پارامتر رابط استفاده کرده‌اند. درجه اشباع مؤثر فاز با دسته روابط زیر تعریف می‌شود:

$$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}} \quad (1-5)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad (2-5)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wc}} \quad (3-5)$$

S_o^*, S_g^*, S_w^* به ترتیب درجه اشباع مؤثر نفت، گاز و آب؛
 S_o, S_g, S_w به ترتیب درجه اشباع نفت، گاز و آب؛
 S_{wc} درجه اشباع آب محتوایی.

۱- رابطه ویلی - گاردنر^۲

ویلی و گاردنر مشاهده کردند که در بعضی سنگ‌ها رابطه عکس مربع فشار موینگی ($1/p_c^2$) و درجه اشباع مؤثر آب S_w^* در بازه‌ای عریض از درجه اشباع خطی است. هناپور و همکارانش^۳ روابط ویلی و گاردنر را به خوبی در جدول زیر فهرست کردند.

1- Effective Phase Saturation

2- Wyllie- Gardner

3- Honapour et al

نفوذپذیری های نسبی ریزش آب - نفت			
نوع سازند	k_{ro}	k_{rw}	معادله
ماسه نامستحکم، دانه بندی خوب	$(1 - S_w^*)$	$(S_w^*)^3$	(۴-۵)
ماسه نامستحکم، دانه بندی ضعیف	$(1 - S_w^*)^2 (1 - S_w^{*1.5})$	$(S_o^*)^{3.5}$	(۵-۵)
ماسه سنگ مستحکم، آهک اولیتیکی	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_w^{*2})$	$(S_o^*)^4$	(۶-۵)
نفوذپذیری های نسبی ریزش گاز - نفت			
نوع سازند	k_{ro}	k_{rg}	معادله
ماسه نامستحکم، دانه بندی خوب	$(S_o^*)^3$	$(1 - S_o^*)^3$	(۷-۵)
ماسه نامستحکم، دانه بندی ضعیف	$(S_o^*)^{3.5}$	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*1.5})$	(۸-۵)
ماسه سنگ مستحکم، آهک اولیتیکی	$(S_o^*)^4$	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*2})$	(۹-۵)

به پیشنهاد آنها اگر یک نفوذپذیری نسبی موجود باشد، از دو عبارت زیر می توان

برای به دست آوردن دیگر نفوذپذیری نسبی استفاده کرد:

• سیستم نفت - آب

$$k_{rw} = (S_w^*)^2 - k_{ro} \left[\frac{S_w^*}{1 - S_w^*} \right] \quad (10-5)$$

• سیستم گاز - نفت

$$k_{ro} = (S_o^*)^2 - k_{rg} \left[\frac{S_o^*}{1 - S_o^*} \right] \quad (11-5)$$

۲- رابطه تورکاسو- ویلی^۱

تورکاسو- ویلی عبارت ساده‌ای را برای تعیین نفوذپذیری نسبی فاز نفت در سیستم گاز- نفت ارائه داده‌اند. با این رابطه می‌توان k_{ro} را از داده‌های k_{rg} محاسبه کرد:

$$k_{ro} = k_{rg} \left[\frac{(S_o^*)^4}{(1-S_o^*)^2 (1-(S_o^*)^2)} \right] \quad (12-5)$$

عبارت بالا بدین علت که معمولاً اندازه‌گیری k_{rg} بسیار راحت‌تر از اندازه‌گیری k_{ro} است بسیار مهم است.

۳- رابطه پیرسون^۲

پیرسون، با توجه به ملاحظات پتروفیزیکی، روابط کلی برای تعیین نفوذپذیری نسبی فاز تر و فاز غیرتر برای هر دو فرایند آشام و ریزش ارائه کرد. عبارات کلی پیرسون برای سنگ‌های آب دوست به کار می‌روند.

- برای فاز آبی (فاز تر):

$$k_{rw} = \sqrt{S_w^*} S_w^3 \quad (13-5)$$

عبارت بالا برای هر دو فرایند آشام و ریزش معتبر است:

- برای فاز غیرتر

- آشام:

$$(k_r)_{nonwetting} = \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{mw}} \right) \right]^2 \quad (14-5)$$

1- Torcaso - Wyllie

2- Pirson

• ریزش:

$$(k_r)_{nonwetting} = (1 - S_w^*) \left[1 - (S_w^*)^{0.25} \sqrt{S_w} \right]^{0.5} \quad (15-5)$$

S_{mw} درجه اشباع فاز غیرتر؛

S_w^* درجه اشباع آب؛

S_w^* درجه اشباع مؤثر آب.

مثال ۱-۵

از رابطه ویلی و گاردنر، داده‌های نفوذپذیری نسبی ریزش را برای یک ماسه سنگ نامستحکم با جورشدگی مناسب دانه‌ها به دست آورید. فرض کنید که مقادیر درجه بحرانی اشباع عبارت‌اند از:

$$S_{oc} = 0.3$$

$$S_{wc} = 0.25$$

$$S_{gc} = 0.05$$

جواب

با معادله‌های (۴-۵) و (۲-۵) داده‌های نفوذپذیری نسبی نفت - آب به دست می‌آیند:

S_w	$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$	$k_{ro} = (1 - S_w^*)^3$	$K_{rw} = (S_w^*)^3$
0.25	0.0000	1.000	0.0000
0.30	0.0667	0.813	0.0003
0.35	0.1333	0.651	0.0024
0.40	0.2000	0.512	0.0080
0.45	0.2667	0.394	0.0190
0.50	0.3333	0.296	0.0370
0.60	0.4667	0.152	0.1017
0.70	0.6000	0.064	0.2160

با معادله‌های (۱-۵) و (۷-۵) نفوذپذیری‌های نسبی سیستم گاز - نفت به دست

می‌آیند:

S_g	$S_o = 1 - S_g - S_{wc}$	$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}}$	$k_{ro} = (S_o^*)^3$	$k_{rg} = (1 - S_o^*)^3$
0.05	0.70	0.933	0.813	—
0.10	0.65	0.867	0.651	0.002
0.20	0.55	0.733	0.394	0.019
0.30	0.45	0.600	0.216	0.064
0.40	0.35	0.467	0.102	0.152
0.50	0.25	0.333	0.037	0.296
0.60	0.15	0.200	0.008	0.512
0.70	0.05	0.067	0.000	0.813

مثال ۲-۵

مثال ۱-۵ را با رابطه پیرسون برای سیستم نفت - آب دوباره حل کنید.

جواب

S_w	$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$	$k_{rw} = \sqrt{S_w^*} S_w^3$	$k_{ro} = (1 - S_w^*) [1 - (S_w^*)^{0.25} \sqrt{S_w}]^{0.5}$
0.25	0.0000	0.000	1.000
0.30	0.0667	0.007	0.793
0.35	0.1333	0.016	0.695
0.40	0.2000	0.029	0.608
0.45	0.2667	0.047	0.528
0.50	0.3333	0.072	0.454
0.60	0.4667	0.148	0.320
0.70	0.6000	0.266	0.205

۴- روش کوری^۱

کوری یک رابطه ریاضی ساده را برای تولید داده‌های نفوذپذیری نسبی سیستم گاز - نفت پیشنهاد داده که برای فرایند ریزش نیز تقریباً مناسب است (یعنی وقتی که گاز نفت را جابه‌جا می‌کند):

$$k_{ro} = (1 - S_g^*)^4 \quad (۱۶-۵)$$

$$k_{rg} = (S_g^*) (2 - S_g^*) \quad (۱۷-۵)$$

S_g^* درجه اشباع مؤثر گاز است معادله (۳-۵).

با تقریب کوری نفوذپذیری نسبی گاز- نفت را برای یک سازند با درجه اشباع آب محتوایی 0.25 به دست آورید.

جواب

S_g	$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wc}}$	$k_{ro} = (1 - S_g^*)^4$	$k_{rg} = (S_g^*)^3 (2 - S_g^*)$
0.05	0.0667	0.759	0.001
0.10	0.1333	0.564	0.004
0.20	0.2667	0.289	0.033
0.30	0.4000	0.130	0.102
0.40	0.5333	0.047	0.222
0.50	0.6667	0.012	0.395
0.60	0.8000	0.002	0.614
0.70	0.9333	0.000	0.867

۵- به دست آوردن نفوذپذیری نسبی با داده‌های فشار موینگی

رز و بروس^۱ نشان داده‌اند که فشار موینگی p_c یکی از خصوصیات اساسی سازند است و می‌تواند برای پیش بینی نفوذپذیری‌های نسبی استفاده شود. ویلی و گاردنر عبارات ریاضی زیر را برای تعیین نفوذپذیری نسبی نفت - آب از روی داده‌های فشار موینگی ارائه داده‌اند:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wc}}^{S_w} dS_w / p_c^2}{\int_{S_{wc}}^1 dS_w / p_c^2} \quad (185)$$

$$k_{ro} = \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \right)^2 \frac{\int_{S_w}^1 dS_w / p_c^2}{\int_{S_{wc}}^1 dS_w / p_c^2} \quad (19-5)$$

ویلی و گاردنر همچنین دو عبارت را برای تولید نفوذپذیری‌های نفت و گاز در حضور درجه اشباع آب محتوایی ارائه کرده‌اند (آنها آب محتوایی را قسمتی از ماتریس سنگ در نظر گرفته‌اند):

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}} \right)^2 \frac{\int_0^{S_o} dS_o / p_c^2}{\int_0^1 dS_o / p_c^2} \quad (20-5)$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_o - S_{or}}{S_g - S_{gc}} \right)^2 \frac{\int_{S_o}^1 dS_o / p_c^2}{\int_0^1 dS_o / p_c^2} \quad (21-5)$$

S_{gc} درجه اشباع بحرانی گاز؛
 S_{wc} درجه اشباع آب محتوایی؛
 S_{or} درجه اشباع نفت باقی مانده.

مثال ۴-۵

منحنی آزمایشگاهی فشار موینگی برای یک سیستم نفت - آب بین درجه اشباع آب محتوایی و درجه اشباع آب 100% با معادله خطی زیر نمایش داده می‌شود:

$$p_c = 22 - 20S_w$$

درجه اشباع آب محتوایی 30% است. با روش‌های ویلی و گاردنر داده‌های نفوذپذیری نسبی را برای سیستم نفت - آب به دست آورید.

جواب

مرحله اول: با انتگرال‌گیری از معادله فشار موینگی بالا:

$$I = \int_a^b \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[\frac{1}{440 - 400b} \right] - \left[\frac{1}{440 - 400a} \right]$$

مرحله دوم: ارزیابی انتگرال بالا در محدوده‌های زیر:

$$\int_{0.3}^1 \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[\frac{1}{440 - 400(1)} \right] - \left[\frac{1}{440 - 400(0.3)} \right] = 0.02188$$

$$\int_{0.3}^{S_w} \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[\frac{1}{440 - 400S_w} - 0.00313 \right]$$

$$\int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[0.025 - \frac{1}{440 - 400S_w} \right]$$

مرحله سوم: تشکیل جدول زیر:

S_w	k_{rw} Equation 5-18	k_{ro} Equation 5-19
0.3	0.0000	1.0000
0.4	0.0004	0.7195
0.5	0.0039	0.4858
0.6	0.0157	0.2985
0.7	0.0466	0.1574

۶- محاسبه نفوذپذیری نسبی با معادلات تحلیلی

از نمایش‌های تحلیلی برای نفوذپذیری‌های نسبی فاز منفرد معمولاً در شبیه‌سازی‌های عددی استفاده می‌شود. شکل‌های تابعی نفوذپذیری نسبی و داده‌های فشار موینگی که بیشتر استفاده می‌شوند عبارت‌اند از:

• سیستم های نفت - آب

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Swc} \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{no} \quad (22-5)$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{Sorw} \left[\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{nw} \quad (23-5)$$

$$p_{cwo} = (p_c)_{Swc} \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{np} \quad (24-5)$$

• سیستم های گاز - نفت

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Sgc} \left[\frac{1 - S_g - S_{lc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{ngo} \quad (25-5)$$

$$k_{rg} = (k_{rg})_{Swc} \left[\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{ng} \quad (26-5)$$

$$p_{cgo} = (p_c)_{Slc} \left[\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{npg} \quad (27-5)$$

$$S_{lc} = S_{wc} + S_{org}$$

S_{lc} درجه اشباع بحرانی کل سیال مایع؛

$(k_{ro})_{Swc}$ نفوذپذیری نسبی نفت در درجه اشباع آب محتوایی؛

$(k_{ro})_{Sgc}$ نفوذپذیری نسبی نفت در درجه اشباع بحرانی گاز؛

S_{orw} درجه اشباع نفت باقی مانده در سیستم نفت - آب؛

S_{org} درجه اشباع نفت باقی مانده در سیستم گاز - نفت؛

S_{gc} درجه اشباع بحرانی گاز؛

$(k_{rw})_{Sorw}$ نفوذپذیری نسبی آب در درجه اشباع نفت باقی مانده؛

توان در منحنی‌های نفوذپذیری؛ n_o, n_w, n_g, n_{go}

فشار موینگی سیستم‌های نفت - آب؛ p_{cwo}

فشار موینگی در درجه اشباع آب محتوایی؛ $(p_c)_{S_{wc}}$

توان منحنی فشار موینگی برای سیستم نفت - آب؛ n_p

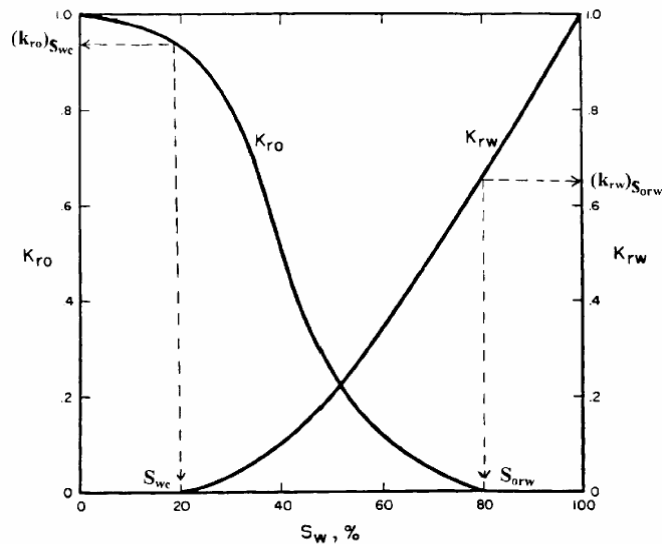
فشار موینگی سیستم گاز - نفت؛ p_{cgo}

توان منحنی فشار موینگی در سیستم گاز - نفت؛ n_{pg}

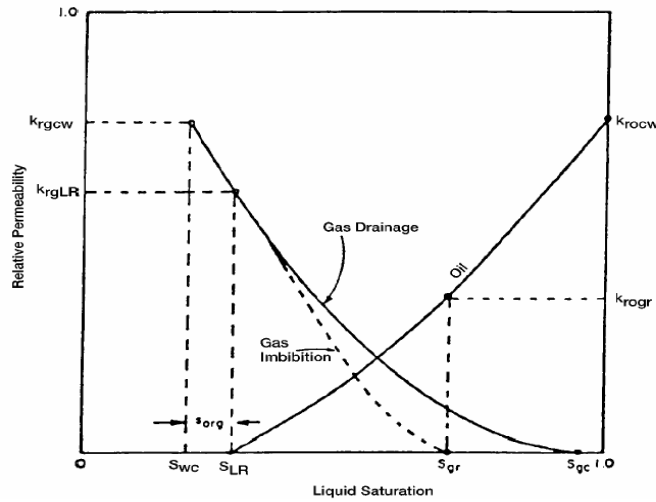
فشار موینگی در درجه اشباع بحرانی سیال مایع. $(p_c)_{S_{lc}}$

توان‌ها و ضرایب معادلات (۲۲-۵) تا (۲۶-۵) معمولاً با شیوه کمترین مربعات با انطباق دادن نفوذپذیری‌های نسبی میدانی و آزمایشگاهی و داده‌های فشار موینگی به دست می‌آیند.

شکل‌های ۴-۵ و ۵-۵ درجات اشباع بحرانی کلیدی مرتبط با مقادیر نفوذپذیری نسبی را که در معادلات (۲۲-۵) تا (۲۷-۵) استفاده شده‌اند نشان می‌دهند.



شکل ۴-۵: منحنی‌های نفوذپذیری نسبی نفت - آب



شکل ۵-۵: منحنی های نفوذپذیری نسبی گاز- نفت

مثال ۵-۵

با معادلات تحلیلی (۵-۲۲) تا (۵-۲۷)، داده‌های نفوذپذیری نسبی و فشار موینگی را به دست آورید. اطلاعات زیر برای سیستم های نفت - آب و گاز - نفت موجوداند:

$$\begin{aligned}
 S_{org} &= 0.23 & S_{gc} &= 0.05 & S_{orw} &= 0.35 \\
 S_{wc} &= 0.25 \\
 (p_c)_{Swc} &= 20 \text{ psi} & (k_{rw})_{Sorw} &= 0.4 & (k_{ro})_{Swc} &= 0.85 \\
 (k_{rg})_{Swc} &= 0.95 & (k_{ro})_{Sgc} &= 0.60 \\
 n_p &= 0.71 & n_w &= 1.5 & n_o &= 0.9 \\
 (p_c)_{Slc} &= 30 \text{ psi} & n_g &= 0.6 & n_{go} &= 1.2 \\
 n_{pg} &= 0.51
 \end{aligned}$$

جواب

مرحله اول: محاسبه درجه اشباع باقی مانده سیال مایع:

$$S_{lc} = S_{wc} + S_{org} = 0.25 + 0.23 = 0.48$$

مرحله دوم: تولید داده‌های نفوذپذیری نسبی و فشار موینگی برای سیستم نفت - آب با معادلات (۵-۲۲) تا (۵-۲۴):

S_w	k_{ro} Equations 5-22	k_{rw} Equation 5-23	P_c Equation 5-24
0.25	0.850	0.000	20.00
0.30	0.754	0.018	18.19
0.40	0.557	0.092	14.33
0.50	0.352	0.198	9.97
0.60	0.131	0.327	4.57
0.65	0.000	0.400	0.00

مرحله سوم: تعیین داده‌های نفوذپذیری نسبی و فشار موینگی برای سیستم گاز - نفت با معادلات (۲۵-۵) تا (۲۷-۵):

S_g	k_{ro} Equation 5-25	k_{rg} Equation 5-26	P_c Equation 5-27
0.05	0.600	0.000	0.000
0.10	0.524	0.248	9.56
0.20	0.378	0.479	16.76
0.30	0.241	0.650	21.74
0.40	0.117	0.796	25.81
0.52	0.000	0.95	30.00

نسبت نفوذپذیری نسبی^۱

رابطه مفید دیگری که از مفهوم نفوذپذیری نسبی نتیجه می‌شود، نسبت نفوذپذیری نسبی (یا مؤثر) است. آنالیز این کمیت آسان‌تر است و راحت‌تر از خود نفوذپذیری نسبی عملکردهای جریان را به هم ارتباط می‌دهد. نسبت نفوذپذیری نسبی توانایی مخزن را برای جریان دادن یک سیال (در مقایسه با توانایی جریان دادن سیال دیگر در شرایط و موقعیت یکسان) بیان می‌کند. مفیدترین نسبت‌های نفوذپذیری نسبی عبارت‌اند از نفوذپذیری نسبی گاز به نفوذپذیری نسبی نفت (k_{rg}/k_{ro}) و نفوذپذیری نسبی آب به نفوذپذیری نسبی نفت (k_{rw}/k_{ro}). در یک سیستم معین هر دو کمیت نسبتاً همزمان تعیین می‌شوند. نسبت نفوذپذیری نسبی در دامنه صفر تا بی‌نهایت متغیر است.

1- Relative Permeability Ratio

در توصیف ریاضی جریان دو فازی همواره نسبت نفوذپذیری (k_{rg}/k_{ro}) یا (k_{ro}/k_{rw}) در معادلات جریان استفاده می‌شود. به خاطر بازه عریض مقادیر نسبت‌های نفوذپذیری نسبی، معمولاً نسبت نفوذپذیری در مقیاس لگاریتمی یک کاغذ نیمه لگاریتمی به صورت تابعی از درجه اشباع رسم می‌شود. مشابه تعدادی از منحنی‌های نسبت نفوذپذیری نسبی، قسمت مرکزی یا قسمت اصلی منحنی تقریباً خطی است. شکل ۵-۶ ترسیمی از k_{rg}/k_{ro} را بر حسب درجه اشباع گاز نشان می‌دهد. معمولاً برای بیان قسمت خطی مرکز منحنی از رابطه زیر استفاده می‌شود:

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = a \exp(bS_g) \quad (28-5)$$

ضرایب a و b با انتخاب مختصات دو نقطه مختلف روی خط راست منحنی و گذاردن آنها در معادله (۲۸-۵) تعیین می‌شوند. حال برای به دست آوردن دو پارامتر a و b می‌توان دو معادله به دست آمده را حل کرد. برای پیدا کردن ضرایب معادله (۲۸-۵) برای قسمت خط راست شکل ۵-۶ دو نقطه زیر انتخاب می‌شوند:

نقطه ۱: در $S_g = 0.2$ ، نسبت نفوذپذیری نسبی $k_{rg}/k_{ro} = 0.07$ ؛

نقطه ۲: در $S_g = 0.4$ ، نسبت نفوذپذیری نسبی $k_{rg}/k_{ro} = 0.70$ ؛

با قرار دادن نقاط بالا در معادله (۲۸-۵):

$$0.07 = a \exp(0.2b)$$

$$0.70 = a \exp(0.4b)$$

با حل هم‌زمان این دو معادله، مقادیر a و b به دست می‌آیند:

$$a = 0.0070 \text{ عرض از مبدأ}$$

$$b = 11.513 \text{ شیب}$$

یا:

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = 0.0070 \exp(11.513 S_g)$$

در شیوه‌ای مشابه، شکل ۵-۷ ترسیمی نیمه لگاریتمی از k_{ro}/k_{rw} را بر حسب درجه اشباع آب نشان می‌دهد. خط راست مرکز منحنی به صورت رابطه‌ای مشابه با معادله (۵-۲۸) نشان داده می‌شود:

$$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} = a \exp(b S_w) \quad (۲۹-۵)$$

در این رابطه مقدار شیب b منفی است.

نفوذپذیری های شبه نسبی دینامیک^۱

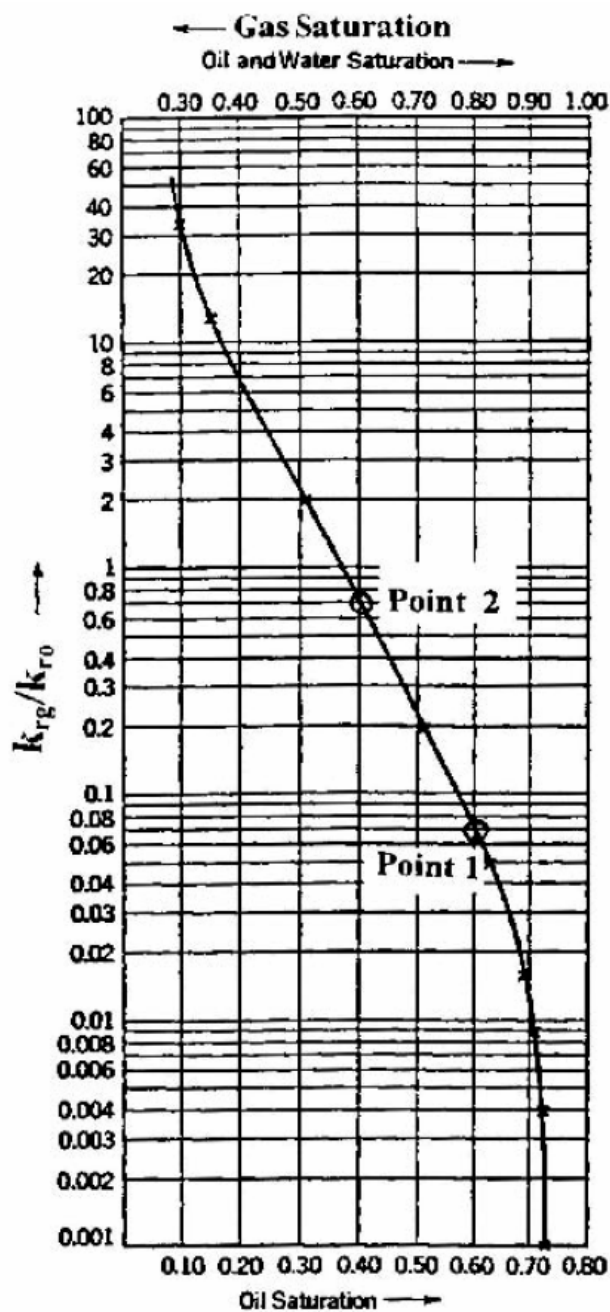
برای یک مخزن چند لایه‌ای که هر لایه با دسته‌ای از منحنی‌های نسبی توصیف می‌شود، می‌توان مخزن را با استفاده از میانگین وزنی تخلخل، نفوذپذیری و دسته‌ای از منحنی‌های نفوذپذیری شبه نسبی دینامیک معادل یک لایه در نظر گرفت:

• تخلخل متوسط:

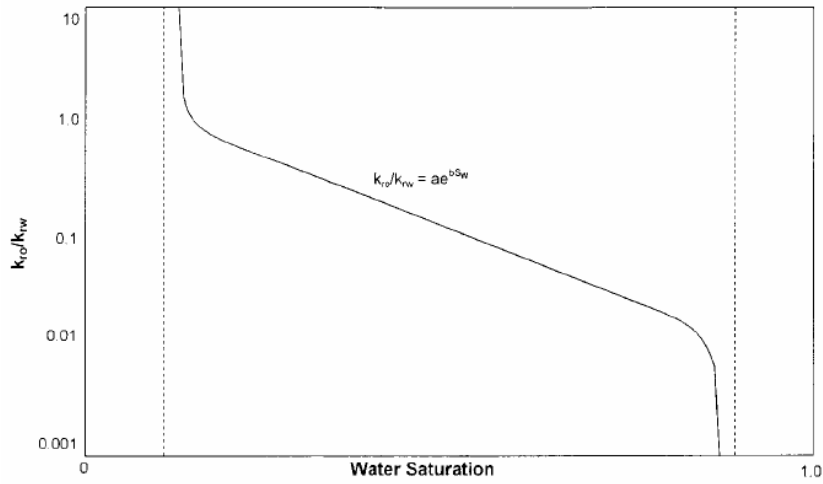
$$\phi_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^N h_i} \quad (۳۰-۵)$$

• نفوذپذیری مطلق متوسط:

$$k_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N k_i h_i}{\sum_{i=1}^N h_i} \quad (۳۱-۵)$$



شکل ۵-۶: k_{rg}/k_{ro} به صورت تابعی از درجه اشباع



شکل ۷-۵: k_{ro}/k_{rw} به صورت تابعی از درجه اشباع

- نفوذپذیری نسبی متوسط برای فاز تر:

$$\bar{k}_{rw} = \frac{\sum_{i=1}^N (kh)_i (k_{rw})_i}{\sum_{i=1}^N (kh)_i} \quad (۳۲-۵)$$

- نفوذپذیری نسبی متوسط برای فاز غیر تر:

$$\bar{k}_{rmw} = \frac{\sum_{i=1}^N (kh)_i (k_{rmw})_i}{\sum_{i=1}^N (kh)_i} \quad (۳۳-۵)$$

درجات اشباع متوسط را می‌توان با معادله‌های (۴-۱۶) تا (۴-۱۸) به دست آورد.
درجه اشباع متوسط نفت:

$$\bar{S}_o = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i S_{oi}}{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i}$$

• درجه اشباع متوسط آب:

$$\bar{S}_w = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i S_{wi}}{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i}$$

• درجه اشباع متوسط گاز:

$$\bar{S}_g = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i S_{gi}}{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i}$$

N تعداد کل لایه‌ها؛

h_i ضخامت لایه i ام؛

k_i نفوذپذیری مطلق لایه i ام؛

\bar{k}_{rw} نفوذپذیری نسبی متوسط فاز تر؛

\bar{k}_{rmw} نفوذپذیری نسبی متوسط فاز غیرتر.

در معادلات (۵-۲۲) و (۵-۲۳) زیر نویس‌های w و nw به ترتیب معرف فازهای تر و غیرتراند. منحنی‌های نفوذپذیری شبه نسبی دینامیک در مرحله بعد در یک مدل تک لایه‌ای استفاده می‌شوند. هدف از تشکیل مدل تک لایه‌ای تولید نتایج مشابه با مدل‌های مقطعی و چند لایه‌ای است.

نرمالیزاسیون و میانگین‌گیری از داده‌های نفوذپذیری نسبی

نتایج آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی چندین نمونه مغزه از یک سنگ مخزن اغلب با متفاوت‌اند. بنابراین باید از داده‌های نفوذپذیری نسبی نمونه‌های سنگی منفرد میانگین گرفت. منحنی‌های نفوذپذیری نسبی (قبل از استفاده برای پیش‌بینی میزان برداشت نفت) باید با حذف اثر درجات اشباع مختلف آب اولیه و درجات اشباع متفاوت بحرانی نفت نرمالیزه شوند. بعداً می‌توان نفوذپذیری نسبی نرمالیزه شده را

دی نرمالیزه کرد و آن را به نواحی مختلف مخزن، بر اساس درجه اشباع بحرانی سیال موجود برای هر ناحیه مخزن، اختصاص داد.

در روشی متداول تر همه داده‌ها برای انعکاس مقادیر پایانی تخصیص داده شده تعدیل می‌شوند. با این روش یک منحنی میانگین تعدیل شده تعیین و در نهایت یک منحنی میانگین برای انعکاس شرایط مخزن ساخته می‌شود. این فرایند معمولاً نرمالیزاسیون و دی نرمالیزاسیون داده‌های نفوذپذیر نسبی نامیده می‌شود. برای انجام فرایند نرمالیزاسیون، تنظیم گامهای محاسبه‌ای برای هر نمونه مغزه i در یک جدول مفید است:

Relative Permeability Data for Core Sample i					
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
S_w	k_{ro}	k_{rw}	$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}}$	$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{S_{wc}}}$	$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{S_{oc}}}$

روش نرمالیزاسیون زیر گام‌های لازم را برای یک سیستم نفت - آب (مثل جدول بالا) توصیف می‌کند:

مرحله اول: انتخاب چندین مقدار S_w با شروع از S_{wc} (ستون ۱) و فهرست کردن مقادیر مربوطه k_{ro} و k_{rw} در ستون‌های ۲ و ۳.
 مرحله دوم: محاسبه درجه اشباع آب نرمالیزه (S_w^*) برای هر دسته از منحنی‌های نفوذپذیری نسبی و فهرست کردن مقادیر محاسبه شده در ستون ۴ با عبارت زیر:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}} \quad (۳۴-۵)$$

S_{oc} درجه اشباع بحرانی نفت؛

S_{wc} درجه اشباع آب محتوایی؛

S_w^* درجه اشباع آب نرمالیزه.

مرحله سوم: محاسبه نفوذپذیری نرمالیزه برای فاز نفت در درجات اشباع مختلف با رابطه زیر (ستون ۵):

$$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{Swc}} \quad (35-5)$$

k_{ro} نفوذپذیری نسبی نفت در S_w های مختلف؛
 $(k_{ro})_{Swc}$ نفوذپذیری نسبی نفت در درجه اشباع آب محتوایی؛
 k_{rw}^* نفوذپذیری نسبی نرمالیزه نفت.
 مرحله چهارم: نرمالیزه کردن نفوذپذیری نسبی فاز آب با رابطه زیر و ثبت نتایج محاسبات در ستون ۶:

$$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{Soc}} \quad (36-5)$$

$(k_{rw})_{Soc}$ نفوذپذیری نسبی آب در درجه اشباع بحرانی نفت است.
 مرحله پنجم: استفاده از مختصات کارتیزین و رسم k_{ro}^* و k_{rw}^* بر حسب S_w^* در یک گراف برای کل نمونه های مغزه.
 مرحله ششم: تعیین مقادیر متوسط نفوذپذیری نسبی نرمالیزه برای نفت و آب بهه صورت تابعی از درجه اشباع آب نرمالیزه با انتخاب مقادیر دلخواه S_w^* و محاسبه میانگین k_{ro}^* و k_{rw}^* با روابط زیر:

$$(k_{ro}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N (hkk_{ro}^*)_i}{\sum_{i=1}^N (hk)_i} \quad (37-5)$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N (h k k_{rw}^*)_i}{\sum_{i=1}^N (h k)_i} \quad (38-5)$$

N تعداد کل نمونه‌های مغزه؛

h_i ضخامت نمونه i ام؛

k_i نفوذپذیری مطلق نمونه i ام.

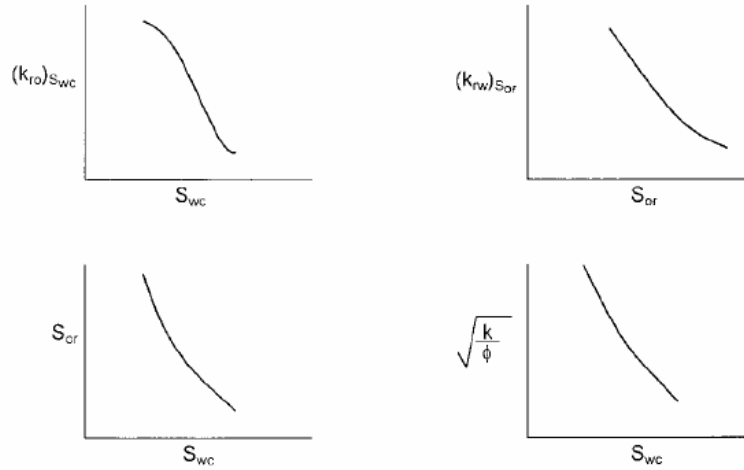
مرحله هفتم (گام آخر): دی نرمالیزه کردن منحنی میانگین برای انعکاس شرایط S_{oc} و S_{wc} یک مخزن حقیقی. این پارامترها بحرانی‌ترین قسمت این روش‌اند و تلاش زیادی باید صرف تعیین مقادیر معرف شود. S_{oc} و S_{wc} معمولاً با میانگین‌گیری از داده‌های مغزه، آنالیز لاگ‌های چاه‌نگاری یا انطباق‌گیری از گراف‌هایی مانند نمودارهای $(k_{ro})_{S_{wc}}$ بر حسب S_{wc} و $(k_{rw})_{S_{oc}}$ بر حسب S_{oc} بر حسب S_{wc} تعیین می‌شوند. اغلب گراف‌های S_{oc} و S_{wc} بر حسب $\log \sqrt{k/\phi}$ رابطه قابل اعتمادی را برای تعیین درجات اشباع نقطه پایانی (End - Point) بیان می‌کنند (شکل ۵-۸). زمانی که مقادیر پایانی معرف تخمین زده شوند، می‌توان محاسبات دی نرمالیزاسیون را به شکل جدول زیر اجرا کرد:

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
S_w^*	$(k_{ro}^*)_{avg}$	$(k_{rw}^*)_{avg}$	$S_w = S_w^* (1 - S_{wc} - S_{oc}) + S_{wc}$	$k_{ro} = (k_{ro}^*)_{avg} (\bar{k}_{ro})_{S_{wc}}$	$k_{rw} = (k_{rw}^*)_{avg} (\bar{k}_{rw})_{S_{oc}}$

به ترتیب نفوذپذیری نسبی متوسط نفت و آب در درجه اشباع $(\bar{k}_{ro})_{S_{wc}}$ و $(\bar{k}_{rw})_{S_{oc}}$ آب محتوایی و درجه اشباع بحرانی نفت اند:

$$(\bar{k}_{ro})_{S_{wc}} = \frac{\sum_{i=1}^N [h k (k_{ro})_{S_{wc}}]_i}{\sum_{i=1}^N (h k)_i} \quad (39-5)$$

$$(\bar{k}_{rw})_{Soc} = \frac{\sum_{i=1}^N [hk(k_{rw})_{Soc}]_i}{\sum_{i=1}^N (hk)_i} \quad (۴۰-۵)$$



شکل ۸-۵: روابط درجه اشباع بحرانی

مثال ۶-۵

نفوذپذیری نسبی سه نمونه مغزه اندازه‌گیری شده است:

Core Sample #1		Core Sample #2		Core Sample #3		
h = 1 ft		h = 1 ft		h = 1 ft		
k = 100 md		k = 80 md		k = 150 md		
S _{oc} = 0.35		S _{oc} = 0.28		S _{oc} = 0.35		
S _{wc} = 0.25		S _{wc} = 0.30		S _{wc} = 0.20		
S _w	k _{ro}	k _{rw}	k _{ro}	k _{rw}	k _{ro}	k _{rw}
0.20	—	—	—	—	1.000*	0.000
0.25	0.850*	0.000	—	—	0.872	0.008
0.30	0.754	0.018	0.800	0	0.839	0.027
0.40	0.557	0.092	0.593	0.077	0.663	0.088
0.50	0.352	0.198	0.393	0.191	0.463	0.176
0.60	0.131	0.327	0.202	0.323	0.215	0.286
0.65	0.000	0.400*	0.111	0.394	0.000	0.350*
0.72	—	—	0.000	0.500*	—	—

*Values at critical saturations

درجات اشباع آب محتوایی 0.27 و اشباع بحرانی نفت 30% بهترین توصیف سازند هستند. داده‌های نفوذپذیری نسبی آب و نفت را از درجات اشباع بحرانی جدید به دست آورید.

جواب

مرحله اول: محاسبهٔ درجهٔ اشباع نرمالیزهٔ آب برای هر نمونهٔ مغزه با معادلهٔ (۵-۳۶):

S_w^*	Core Sample #1 S_w^*	Core Sample #2 S_w^*	Core Sample #3 S_w^*
0.20	—	—	0.000
0.25	0.000	—	0.111
0.30	0.125	0.000	0.222
0.40	0.375	0.238	0.444
0.50	0.625	0.476	0.667
0.60	0.875	0.714	0.889
0.65	1.000	0.833	1.000
0.72	—	1.000	—

مرحله دوم: تعیین مقادیر نفوذپذیری نسبی در درجه اشباع بحرانی برای هر نمونهٔ مغزه:

	Core 1	Core 2	Core 3
$(k_{ro})_{S_{wc}}$	0.850	0.800	1.000
$(k_{rw})_{S_{or}}$	0.400	0.500	0.35

مرحله سوم: محاسبهٔ $(\bar{k}_{rw})_{Soc}$ و $(\bar{k}_{ro})_{Svc}$ با معادلهٔ (۵-۳۹) و (۵-۴۰):

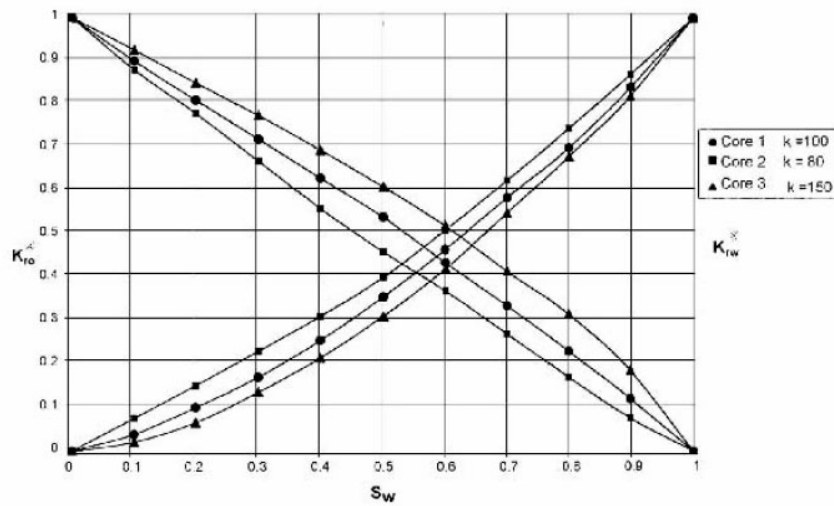
$$(\bar{k}_{ro})_{Svc} = 0.906$$

$$(\bar{k}_{rw})_{Soc} = 0.402$$

مرحله چهارم: محاسبه k_{ro}^* و k_{rw}^* برای همه نمونه‌های مغزه:

S_w	Core 1			Core 2			Core 3		
	S_w^*	k_{ro}^*	k_{rw}^*	S_w^*	k_{ro}^*	k_{rw}^*	S_w^*	k_{ro}^*	k_{rw}^*
0.20	—	—	—	—	—	—	0.000	1.000	0
0.25	0.000	1.000	0	—	—	—	0.111	0.872	0.023
0.30	0.125	0.887	0.045	0.000	1.000	0	0.222	0.839	0.077
0.40	0.375	0.655	0.230	0.238	0.741	0.154	0.444	0.663	0.251
0.50	0.625	0.414	0.495	0.476	0.491	0.382	0.667	0.463	0.503
0.60	0.875	0.154	0.818	0.714	0.252	0.646	0.889	0.215	0.817
0.65	1.000	0.000	1.000	0.833	0.139	0.788	1.000	0.000	1.000
0.72	—	—	—	1.000	0.000	1.000	—	—	—

مرحله پنجم: رسم مقادیر نرمالیزه k_{ro}^* و k_{rw}^* بر حسب S_w^* برای هر مغزه (شکل ۹-۵):



شکل ۹-۵: میانگین گیری از داده های نفوذپذیری نسبی

مرحله ششم: انتخاب مقادیر اختیاری S_w^* و محاسبه میانگین k_{ro}^* و k_{rw}^* با معادلات (۳۷-۵) و (۳۸-۵):

S_w^*	k_{ro}^*			$(k_{ro}^*)_{Avg}$	k_{rw}^*			$(k_{rw}^*)_{avg}$
	Core 1	Core 2	Core 3		Core 1	Core 2	Core 3	
0.1	0.91	0.88	0.93	0.912	0.035	0.075	0.020	0.038
0.2	0.81	0.78	0.85	0.821	0.100	0.148	0.066	0.096
0.3	0.72	0.67	0.78	0.735	0.170	0.230	0.134	0.168
0.4	0.63	0.51	0.70	0.633	0.255	0.315	0.215	0.251
0.5	0.54	0.46	0.61	0.552	0.360	0.405	0.310	0.348
0.6	0.44	0.37	0.52	0.459	0.415	0.515	0.420	0.442
0.7	0.33	0.27	0.42	0.356	0.585	0.650	0.550	0.585
0.8	0.23	0.17	0.32	0.256	0.700	0.745	0.680	0.702
0.9	0.12	0.07	0.18	0.135	0.840	0.870	0.825	0.833

مرحله هفتم: استفاده از مقادیر S_{wc} و S_{oc} سازند مورد نظر (مثلاً $S_{oc} = 0.30$ و $S_{wc} = 0.27$) و دی‌نرمالیزه کردن داده‌ها برای تولید داده‌های نفوذپذیری نسبی خواسته شده:

S_w^*	$(k_{ro}^*)_{avg}$	$(k_{rw}^*)_{avg}$	$S_w = S_w^* (1 - S_{wc} - S_{oc}) + S_{wc}$	$k_{ro} = 0.906 (k_{ro}^*)_{avg}$	$k_{rw} = 0.402 (k_{rw}^*)_{avg}$
0.1	0.912	0.038	0.313	0.826	0.015
0.2	0.821	0.096	0.356	0.744	0.039
0.3	0.735	0.168	0.399	0.666	0.068
0.4	0.633	0.251	0.442	0.573	0.101
0.5	0.552	0.368	0.485	0.473	0.140
0.6	0.459	0.442	0.528	0.416	0.178
0.7	0.356	0.585	0.571	0.323	0.235
0.8	0.256	0.702	0.614	0.232	0.282
0.9	0.135	0.833	0.657	0.122	0.335

باید توجه داشت که فرایند نرمالیزاسیون پیشنهادی بالا برای سیستم‌های نفت - آب می‌تواند برای سیستم‌های دیگر نیز به کار رود (سیستم‌های گاز - نفت و گاز - آب).

نفوذپذیری نسبی سه فازی^۱

نفوذپذیری نسبی یک سیال به صورت نسبت نفوذپذیری مؤثر آن سیال در یک درجه اشباع معین به نفوذپذیری مطلق در درجه اشباع 100% تعریف می‌شود. هر

1- Three Phase Relative Permeability

سیستم متخلخلی خصوصیات نفوذپذیری نسبی منحصر به فردی دارد که باید به صورت تجربی و آزمایشگاهی اندازه‌گیری شوند. تعیین خصوصیات نفوذپذیری نسبی سه فازی با آزمایش‌های مستقیم بی‌نهایت دشوار و شامل تکنیک‌هایی نسبتاً پیچیده برای تعیین توزیع درجه اشباع سیال در طول مغزه است. به این دلیل، از اندازه‌گیری‌های نفوذپذیری نسبی دو فازی که راحت به دست می‌آیند استفاده می‌شود. در یک سیستم سه فازی از این نوع، کشف شده که نفوذپذیری نسبی آب تنها به درجه اشباع آب وابسته است. چون که آب به تنهایی می‌تواند درون کوچکترین سوراخهای متصل جریان یابد و حجمش را در این سوراخ‌ها جا دهد، باور این که جریان آب درون مخزن به طبیعت و ماهیت سیالات اشغال‌کننده دیگر منافذ بستگی ندارد دشوار است. نفوذپذیری نسبی گاز نیز تنها به درجه اشباع گاز وابسته است. این سیال، مشابه آب، به بازه خاصی از اندازه‌های منافذ محدود می‌شود و ماهیت سیال یا سیالات پرکننده بقیه منافذ بر جریان آن تأثیر ندارد.

منافذ موجود برای جریان نفت بزرگتر از منافذ عبور دهنده آب به تنهایی و کوچکتر از منافذ عبور دهنده گاز به تنهایی‌اند. تعداد منافذ اشغال شده با نفت به توزیع اندازه خاص منافذ سنگی که هر سه فاز در آنها وجود دارند و درجه اشباع خود نفت بستگی دارد.

در کل نفوذپذیری نسبی هر فاز (گاز، آب یا نفت) در یک سیستم سه فازی ضرورتاً با درجات اشباع موجود رابطه دارد:

$$k_{rw} = f(S_w) \quad (41-5)$$

$$k_{rg} = f(S_g) \quad (42-5)$$

$$k_{ro} = f(S_w, S_g) \quad (43-5)$$

تابع (۴۳-۵) به ندرت معلوم است. بنابراین چندین رویکرد عملی تخمین نفوذپذیری نسبی سه فاز بر اساس دو دسته داده دو فاز پیشنهاد شده است:

دسته اول: سیستم نفت - آب

$$k_{row} = f(S_w)$$

$$k_{rw} = f(S_w)$$

دسته دوم: سیستم گاز - نفت

$$k_{rog} = f(S_g)$$

$$k_{rg} = f(S_g)$$

k_{row} نفوذپذیری نسبی نفت در سیستم دو فاز نفت - آب و k_{rog} نیز نفوذپذیری نسبی نفت در سیستم گاز - نفت اند. علامت k_{ro} به نفوذپذیری نسبی نفت در سیستم سه فاز اختصاص یافته است.

معمولاً از گراف مثلثی برای نمایش تغییرات مقادیر نفوذپذیری نسبی در زمان هر سه فاز جریان هم زمان استفاده می شود (شکل های ۵-۱۰ و ۵-۱۱). داده های نفوذپذیری نسبی به صورت خطوط ثابت نفوذپذیری نسبی (ایزوپرمهای^۱ نفت، آب و گاز) رسم می شوند. داده های نفوذپذیری نسبی (به صورت ایزوپرمها نشان داده می شوند) به مقادیر درجه اشباع برای هر سه فاز در سنگ وابسته اند (شکل های ۵-۱۰ و ۵-۱۱).

روابط نفوذپذیری نسبی سه فاز

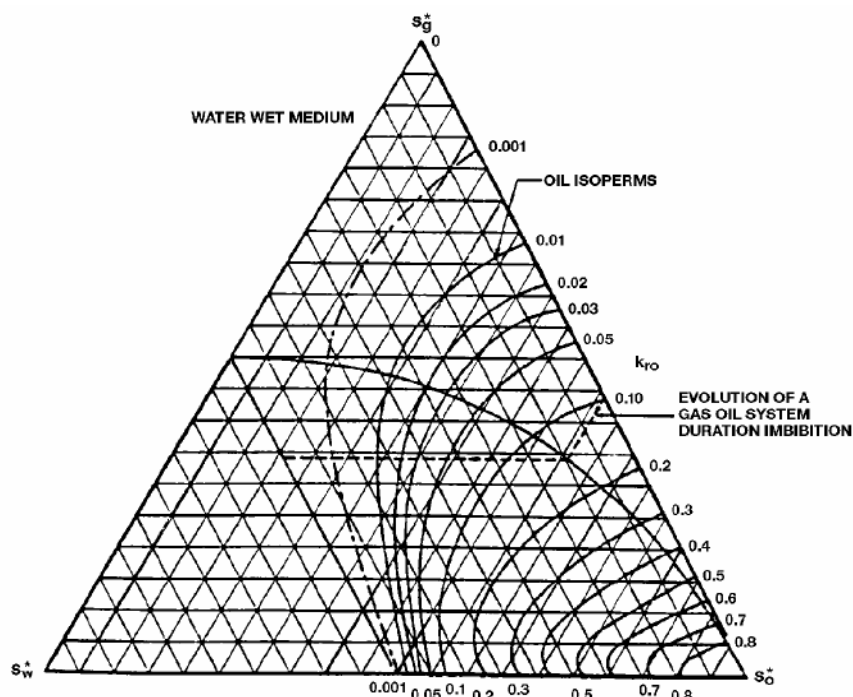
هناپور، کئودنتز و هاروی^۲ فراورش جامعی از نفوذپذیریهای دو فاز و سه فاز را مهیا و تعداد زیادی رابطه را برای تخمین نفوذپذیریهای نسبی فهرست کرده اند.

1- Isoperms

2- Honapour, Keodentz and Harvey

ساده‌ترین رویکرد برای پیش‌بینی نفوذپذیری نسبی فاز نفت در یک سیستم سه فازی به صورت زیر است:

$$k_{ro} = k_{row} k_{rog} \quad (۴۴-۵)$$

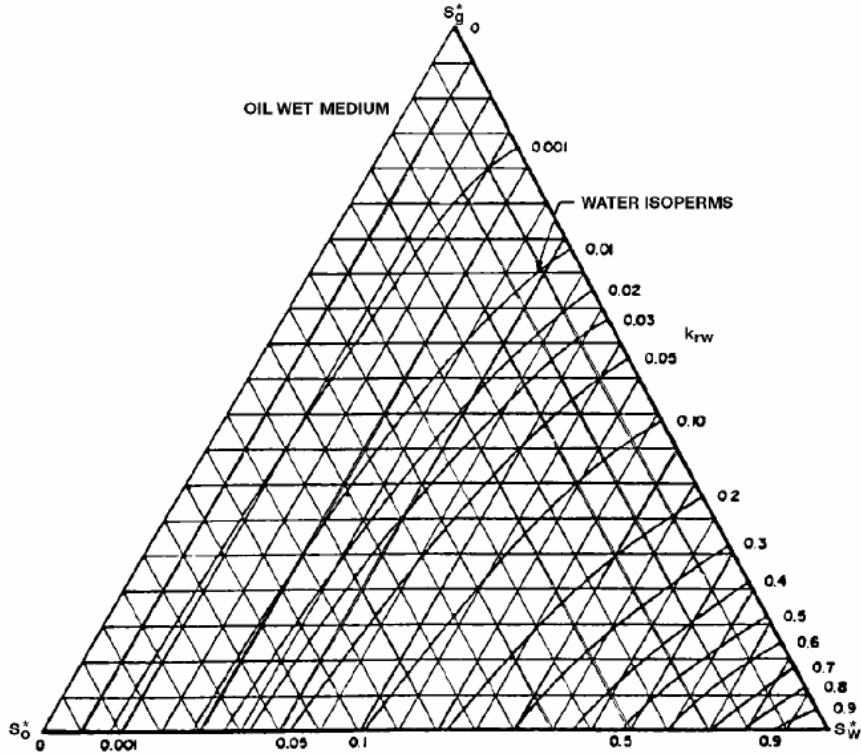


شکل ۵-۱۰: آشام نفوذپذیری نسبی سه فازی

دانشمندان طی سال‌ها تلاش چندین رابطه عملی و دقیق‌تر را در این باره ارائه

داده‌اند:

- روابط وایلی؛
- مدل استون (I)؛
- مدل استون (II)؛
- رابطه هوستاد- هولت^۱.



شکل ۱۱-۵: ریزش نفوذپذیری نسبی سه فازی

روابط وایلی

وایلی معادلات زیر را برای نفوذپذیری‌های سه فازی در یک سیستم آب دوست پیشنهاد داده است:

- در ماسه سنگ مستحکم، سنگ حفره‌دار یا سنگ آهک اولیتیک (*Oolitic*):

$$k_{rg} = \frac{S_g^2 \left[(1 - S_{wc})^2 - (S_w + S_o - S_{wc})^2 \right]}{(1 - S_{wc})^4} \quad (45-5)$$

$$k_{ro} = \frac{S_o^3 (2S_w + S_o - 2S_{wc})}{(1 - S_{wc})^4} \quad (46-5)$$

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^4 \quad (۴۷-۵)$$

• در ماسه سنگ مستحکم با جورشدگی مناسب دانه‌ها:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wi}} \right)^3 \quad (۴۸-۵)$$

$$k_{ro} = \frac{S_o^3}{(1 - S_{wc})^3} \quad (۴۹-۵)$$

$$k_{rg} = \frac{S_o^3 (2S_w + S_o - 2S_{wc})^4}{(1 - S_{wi})^4} \quad (۵۰-۵)$$

مدل استون (I)

استون یک مدل احتمالی را با داده‌های آزمایشگاهی دو فازی برای تخمین داده‌های نفوذپذیری سه فازی بسط داده است. این مدل، برای به دست آوردن یک نتیجه ساده برای تعیین نفوذپذیری نسبی نفت در حضور جریان آب و گاز، تئوری جریان کانال را در محیط متخلخل با مفاهیم احتمال ترکیب کرده است. این مدل زمانی که درجات اشباع آب و گاز در جهت یکسانی برای هر دو دسته داده تغییر می‌کنند، اثرات پسماند را نیز در نظر می‌گیرد.

استفاده از تئوری جریان کانال نشان می‌دهد که نفوذپذیری نسبی آب و فشار موینگی نفت _ آب در سیستم سه فازی تنها توابعی از درجه اشباع آب (صرف نظر از درجات اشباع نسبی نفت و گاز) و نیز در سیستم سه فازی توابعی یکسان با سیستم دو فازی نفت - آب هستند. نفوذپذیری نسبی فاز گاز و فشار موینگی گاز - نفت در سیستم سه فازی نیز مانند سیستم دو فازی گاز - نفت توابعی از درجه اشباع گازاند.

به نظر استون درجه اشباع نفت باقی مانده غیر صفر (حداقل درجه اشباع نفت) S_{om} زمانی که نفت همزمان با گاز و آب جابه جا می شود به وجود می آید. باید توجه داشت که این حداقل درجه اشباع نفت S_{om} با درجه اشباع بحرانی نفت در سیستم نفت - آب (S_{orw}) و درجه اشباع نفت باقی مانده در سیستم گاز - نفت (S_{org}) تفاوت دارد. استون درجات اشباع نرمالیزه زیر را ارائه داده است:

$$\bullet \text{ برای } S_o \geq S_{om} :$$

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \quad (51-5)$$

$$\bullet \text{ برای } S_w \geq S_{wc} :$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \quad (52-5)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \quad (53-5)$$

نفوذپذیری نسبی نفت در یک سیستم سه فازی چنین تعریف شده است:

$$k_{ro} = S_o^* \beta_w \beta_g \quad (54-5)$$

دو ضریب β_w و β_g به صورت زیر تعیین می شوند:

$$\beta_w = \frac{k_{row}}{1 - S_w^*} \quad (55-5)$$

$$\beta_g = \frac{k_{rog}}{1 - S_g^*} \quad (56-5)$$

S_{om} حداقل درجه اشباع آب؛

k_{row} نفوذپذیری نسبی نفت (با نفوذپذیری نسبی دو فاز نفت - آب در S_w تعیین می شود)؛

k_{rog} نفوذپذیری نسبی نفت (با نفوذپذیری نسبی دو فاز گاز - نفت در S_g تعیین می شود).

مشکل استفاده از اولین مدل استون انتخاب مینم درجه اشباع نفت S_{om} است که فایرز و ماتیوس^۱ عبارتی را برای آن پیشنهاد داده اند:

$$S_{om} = \alpha S_{orw} + (1 - \alpha) S_{org} \quad (57-5)$$

$$\alpha = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{wc} - S_{org}} \quad (58-5)$$

S_{orw} درجه اشباع نفت باقی مانده در سیستم نفوذپذیری نسبی نفت - آب؛

S_{org} درجه اشباع نفت باقی مانده در سیستم نفوذپذیری نسبی گاز - نفت.

عزیز و ستاری^۲ نشان داده اند که رابطه استون می تواند بزرگتر از یک باشد. این دو

شکل نرمالیزه زیر را برای مدل استون پیشنهاد داده اند:

$$k_{ro} = \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \left(\frac{k_{row} k_{rog}}{(k_{ro})_{Swc}} \right) \quad (59-5)$$

$(k_{ro})_{Swc}$ مقدار نفوذپذیری نفت در درجه اشباع آب محتوایی است که از سیستم نفوذپذیری نسبی نفت - آب تعیین می شود. معمولاً فرض می شود منحنی های k_{rg} و k_{rog} در درجه اشباع آب محتوایی اندازه گیری می شوند.

1- Fayers- Mathews

2- Aziz and Sattari

مدل استون (II)

در گذشته مشکلاتی در انتخاب S_{om} وجود داشتند که نهایتاً به ارائه و بسط مدل استون (II) منجر شدند. استون عبارت نرمالیزه زیر را برای به دست آوردن نفوذپذیری نسبی نفت در یک سیستم سه فازی (k_{ro}) ارائه داده است:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Swc} \left[\left(\frac{k_{row}}{(k_{ro})_{Swc}} + k_{rw} \right) \left(\frac{k_{rog}}{(k_{ro})_{Swc}} + k_{rg} \right) - (k_{rw} + k_{rg}) \right] \quad (۶۰-۵)$$

این مدل تقریب معقولی از نفوذپذیری نسبی سه فازی به دست می‌دهد.

رابطه هوستاد- هولت

هوستاد و هولت، با معرفی توان n برای درجات اشباع نرمالیزه شده، مدل استون (I) را اصلاح کردند:

$$k_{ro} = \left[\frac{k_{row} k_{rog}}{(k_{ro})_{Swc}} \right] \beta^n \quad (۶۱-۵)$$

$$\beta = \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \quad (۶۲-۵)$$

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc}} \quad (۶۳-۵)$$

$$S_g^* = \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc}} \quad (۶۴-۵)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc}} \quad (۶۵-۵)$$

ترم β را می‌توان به صورت یک متغیر بین صفر و یک برای درجات اشباع پایین و بالای نفت تفسیر کرد. اگر توان n معادل یک در نظر گرفته شود، این رابطه مشابه مدل استون (I) خواهد شد. در صورت بالاتر بودن مقدار n از یک، ایزوپرم‌های نفت در درجات پایین اشباع نفت از همدیگر باز خواهند شد. مقادیر کمتر از یک n تأثیری برعکس خواهند داشت.

مثال ۷-۵

نفوذپذیری نسبی دو فازي نمونه مغزه‌ای برای به دست آوردن داده‌های نفوذپذیری سیستم‌های نفت - آب و گاز - نفت بارها آزموده شده است. اطلاعات زیر از این آزمون‌ها به دست آمده‌اند:

$$\begin{aligned} S_{gc} &= 0.10 & S_{wc} &= 0.15 \\ S_{orw} &= 0.15 & S_{org} &= 0.05 \\ (k_{ro})_{S_{wc}} &= 0.88 \end{aligned}$$

در مقادیر درجه اشباع $S_o = 40\%$, $S_w = 30\%$ و $S_g = 30\%$ نفوذپذیری‌های نسبی دو فازي به صورت زیراند:

$$\begin{aligned} k_{row} &= 0.403 \\ k_{rw} &= 0.030 \\ k_{rg} &= 0.035 \\ k_{rog} &= 0.175 \end{aligned}$$

نفوذپذیری نسبی سه فازي در این درجات اشباع را با استفاده از

الف: مدل استون (I)

ب: مدل استون (II)

به دست آورید.

جواب

الف) مدل استون (I):

مرحله اول: محاسبه S_{om} با معادلات (۵۸-۵) و (۵۷-۵):

$$\alpha = 1 - \frac{0.3}{1 - 0.15 - 0.05} = 0.625$$

$$S_{om} = (0.625)(0.15) + (1 - 0.625)(0.05) = 0.1125$$

مرحله دوم: محاسبه درجات اشباع نرمالیزه با معادلات (۵۱-۵) تا (۵۳-۵):

$$S_o^* = \frac{0.4 - 0.1125}{1 - 0.15 - 0.1125} = 0.3898$$

$$S_w^* = \frac{0.3 - 0.15}{1 - 0.15 - 0.1125} = 0.2034$$

$$S_g^* = \frac{0.3}{1 - 0.15 - 0.1125} = 0.4068$$

مرحله سوم: تخمین k_{ro} با معادله (۵۹-۵):

$$k_{ro} = \frac{0.3898}{(1 - 0.2034)(1 - 0.4068)} \left(\frac{(0.406)(0.175)}{0.88} \right) = 0.067$$

ب) مدل استون (II):

با توجه به معادله (۶۰-۵):

$$k_{ro} = 0.88 \left[\left(\frac{0.406}{0.88} + 0.03 \right) \left(\frac{0.175}{0.88} + 0.035 \right) - (0.03 + 0.035) \right]$$

مسائل

(۱) با توجه به اطلاعات زیر:

$$S_{oc} = 0.35 \text{ و } S_{gc} = 0.06, S_{wc} = 0.30$$

ماسه سنگ نامستحکم با جورشدگی مناسب دانه‌ها،

داده‌های نفوذپذیری نسبی ریزش را با روابط زیر به دست آورید:

الف) رابطه وایلی - گاردنر؛

ب) رابطه پیرسون؛

ج) روش کوری.

(۲) داده‌های فشار موینگی برای یک سیستم نفت - آب به صورت زیراند:

S_w	p_c psi
0.25	35
0.30	16
0.40	8.5
0.50	5
1.00	0

الف) داده‌های نفوذپذیری نسبی را برای این سیستم به دست آورید.

ب) با استفاده از مفهوم نسبت نفوذپذیری نسبی، نمودار k_{ro}/k_{rw} را بر حسب S_w روی مقیاس نیمه لگاریتمی رسم کنید و ضرایب معادله زیر را به دست آورید:

$$k_{ro}/k_{rw} = a \exp(bS_w)$$

(۳) با استفاده از داده‌های نفوذپذیری مثال ۵-۶، مقادیر نفوذپذیری را برای لایه‌ای از مخزن با درجات اشباع بحرانی زیر به دست آورید:

$$h = 1 \text{ و } S_{oc} = 0.25, S_{wc} = 0.25$$

(۴) نمودار k_{rg}/k_{ro} نسبت به S_g را برای داده‌های آزمایشگاهی زیر رسم کنید:

k_{rg}/k_{ro}	S_g
1.9	0.50
0.109	0.30

ضرایب رابطه زیر را به دست آورید:

$$k_{rg}/k_{ro} = a \exp(bS_w)$$

مراجع

1. Aziz, K., and Sattari, A., *Petroleum Reservoir Simulation*. London: Applied Science Publishers Ltd., 1979.
2. Corey, A. T., and Rathjens, C. H., "Effect of Stratification on Relative Permeability," *Trans. AIME*, 1956, pp. 207, 358.
3. Corey, A. T., "The Interrelation between Gas and Oil Relative Permeabilities," *Prod. Mon.*, 1954, pp. 19, 38, 1954.
4. Fayers, F., and Matthews, J. D., "Evaluation of Normalized Stone's Method for Estimating Three-Phase Relative Permeabilities," *SPEJ*, April 1984, pp. 224–239.
5. Honarpour, M. M., Koederitz, L. F., and Harvey, A. H., "Empirical Equations for Estimating Two-Phase Relative Permeability in Consolidated Rock," *Trans. AIME*, 1982, pp. 273, 290.
6. Honarpour, M. M., Koederitz, L. F., and Harvey, A. H., *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*. CRC Press, Inc., 1988.
7. Hustad, O. S., and Holt, T., "Gravity Stable Displacement of Oil by Hydrocarbon Gas after Waterflooding," SPE Paper 24116, EOR Symposium, Tulsa, OK, 1992.
8. Pirson, S. J. (ed.), *Oil Reservoir Engineering*. New York: McGraw-Hill, 1958.
9. Rose, W. D., and Bruce, W. A., "Evaluation of Capillary Character in Petroleum Reservoir Rock," *Trans. AIME*, 1949, pp. 127, 186.

10. Stone, H. L., "Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Oil Data," *J. of Can. Pet. Technol.*, 1973, pp. 12, 53.
11. Stone, H. L., "Estimation of Three-Phase Relative Permeability," *JPT*, 1970, pp. 2, 214.
12. Torcaso, M. A., and Wyllie, M. R. J., "A Comparison of Calculated krg/kro Ratios with Field Data," *JPT*, 1958, pp. 6, 57.
13. Wyllie, M.R.J., and Gardner, G.H.F., "The Generalized Kozeny-Carmen Equation—Its Application to Problems of Multi-Phase Flow in Porous Media," *World Oil*, 1958, pp.121, 146.
14. Wyllie, M.R.J., "Interrelationship between Wetting and Nonwetting Phase Relative Permeability," *Trans. AIME*, 1961, pp. 83, 192.