



رویکردی جدید در کمینه کردن اثر انتهایی مویبندی در منحنی‌های نفوذپذیری نسبی نفت و گاز

علیرضا کشاورز^۱ ■ معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت
معصومه زرگر^۲

حمید وطن پرست^۳ ■ معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت
عظیم کلاتری اصل^۴ ■ شرکت بهره‌برداری نفت و گاز زاگرس جنوبی

چکیده

در این مقاله به تأثیر گرادیان فشار بر منحنی‌های نفوذپذیری نسبی نفت و گاز در تزریق‌های افقی و عمودی پرداخته شده است. آزمایش‌ها به صورت فشار ثابت و بر یک نمونه مغزه کربناته متعلق به لایه داریان پایینی میدان پارس جنوبی انجام گرفته است. این آزمایش‌ها به روش ناپایا و در گرادیان فشارهای مختلف انجام شده‌اند. تحلیل داده‌ها از روش Toth صورت گرفته و پس از محاسبه تراوایی‌های نسبی و رسم نمودارهای مربوطه، اثر گرادیان فشار بر داده‌ها و منحنی‌های تراوایی نسبی بررسی شده است. نتیجه آزمایش‌ها، وابستگی نمودارهای نفوذپذیری نسبی نفت و گاز به گرادیان فشار را به خوبی نشان می‌دهد. همچنین مشاهده می‌گردد که این وابستگی در فشارهای پایین، به علت تأثیر اثرات انتهایی مویبندی، شدیدتر است. در ادامه وابستگی نمودارهای نفوذپذیری نسبی نفت و گاز به گرادیان فشار به صورت تابعی از عدد بدون بعد مویبندی ارایه شده است؛ سپس دقت رابطه یاد شده در تخمین مقادیر نفوذپذیری نسبی مورد بررسی قرار گرفته و در انتها نیز یک روش جدید برای حذف اثرات انتهایی مویبندی بر روی نمودارهای نفوذپذیری نسبی ارایه گردیده است.

واژه‌های کلیدی

نفوذپذیری نسبی، مخازن کربناته، گرادیان فشار، اثر انتهایی مویبندی، عدد مویبندی، عدد رینولدز، میزان اشباع، محیط متخلخل

مقدمه

در سال ۲۰۰۲، Toth و همکارانش یک روش کاربردی برای تحلیل داده‌های ناشی از آزمایش‌های غیرپایا ارایه کردند که در آن برای محاسبه نفوذپذیری نسبی، به جای روش‌های عددی، از روش‌های تحلیلی استفاده می‌شود [۸]. عواملی که بر تراوایی نسبی سیالات و چگونگی توزیع و حرکت آن‌ها در محیط متخلخل تأثیر می‌گذارند، بسیار زیاد بوده و علاوه بر این، اثر هر یک از آن‌ها به تنهایی ممکن است با رفتار متقابلشان در هنگام حضور هم‌زمان عوامل دیگر متفاوت باشد. از این جمله می‌توان به اثر فشار جابه‌جایی بر منحنی‌های تراوایی نسبی اشاره نمود.

Wyckoff و Botset و Lowi و Leverett و هم‌چنین Henderson و همکارانش به بررسی آثار محتمل فشار جابه‌جایی و گرادیان فشار بر نفوذپذیری نسبی آب-نفت پرداختند [۹، ۱۰، ۱۱]. آن‌ها نتیجه گرفتند که تأثیرپذیری مقادیر نفوذپذیری نسبی آب و نفت از این عوامل، بسیار کم است؛ درحالی که Meres و Muskat و Krutter و Day گزارش داده‌اند که مقادیر نفوذپذیری نسبی نفت و گاز در ماسه سنگ سیمانی شده با تغییر نفوذپذیری نسبی تخلیه از دبی جریان تحت گرادیان فشاری ۱ تا ۵ psi در طول یک مغزه ۱۲ اینچی تبعیت نمی‌کند [۱۲، ۱۳]. Delclaud نیز نتیجه گرفت که نفوذپذیری نسبی، مستقل از فشار جابه‌جایی است [۱۴]؛ از سوی دیگر Prison نفوذپذیری نسبی را در یک سیکل آشام نسبت به گرادیان فشاری حساس می‌داند [۱۵]. Kutter و Day دریافتند که با افزایش گرادیان فشاری، بازیافت نهایی افزایش می‌یابد ولی در مناطق با گرادیان فشاری

نفوذپذیری نسبی، پارامتر دینامیکی بسیار مهمی در توصیف حرکت چند فازی سیال درون محیط متخلخل است. محاسبه آزمایشگاهی نمودارهای نفوذپذیری نسبی با استفاده از آنالیز نتایج حاصل از آزمایش‌های جابه‌جایی چند فازی سیال درون مغزه که به دو صورت پایا و غیرپایا اندازه‌گیری می‌شوند، صورت می‌گیرد. در روش پایا، یک نسبت ثابت از سیال‌ها با فشار به درون نمونه سنگ تزریق می‌شود تا هنگامی که در درصد اشباع و هم‌چنین فشار، تعادل برقرار گردد. تکنیک‌های موفق زیادی برای رسیدن به درصد اشباع یکنواخت به کار رفته‌اند. دغدغه اولیه در طراحی این گونه آزمایش‌ها، حذف یا کاهش گرادیان درصد اشباعی است که تحت اثر نیروهای مویبندی در جریان خروجی سنگ به وجود می‌آیند. روش‌های غیر پایا نسبت به روش‌های پایا سریع‌تر بوده ولی تحلیل ریاضی پیچیده‌تری دارند [۱، ۲]. تئوری Buckley & Leverett و بسط آن توسط Welge، پایه محاسبه نفوذپذیری نسبی تحت شرایط غیرپایا است [۳، ۴]. کار Welge به وسیله Johnson و همکارانش توسعه داده شد روش (JBN) [۵]. در این روش، نفوذپذیری نسبی ویژه هر فاز از داده‌های تست ناپایا محاسبه می‌شود. Saraf و McCaffery نیز روش جدیدی برای محاسبه نفوذپذیری نسبی ارایه کردند که در آن، پارامترها با تطبیق داده‌های فشار و بازیافت نفت تولیدی در هر مرحله و با استفاده از روش کم‌ترین مجذور فاصله، تعیین می‌شوند [۶]. برای مغزه‌های ناهمگون کربناته، این روش نسبت به روش JBN کاربرد بهتری دارد.

Roszelle و Jones نیز برای محاسبه نفوذپذیری نسبی ویژه هر فاز، یک روش گرافیکی ارایه دادند. در این روش از داده‌های آزمایش جابه‌جایی که مقیاس خطی دارند، استفاده می‌شود [۷].

¹ a.keshavarz 2005@gmail.com

² hamid patriot@yahoo.com

³ ma.zargar 2010@gmail.com

⁴ a_k_asl@yahoo.com



بالا، نسبت بازیافت افزوده به میزان افزایش در گرادیان فشاری کاهش پیدا می کند [۱۳]. Katz و Brownell گزارش دادند که در سیستم‌های مورد مطالعه، یک افزایش در گرادیان فشاری موجب کاهش درصد اشباع باقیمانده به سمت صفر می‌شود [۱۶]. Geffen و همکارانش نیز تأیید کرده‌اند که درصد اشباع گاز باقیمانده تابعی از گرادیان فشار است [۱۷]. Jensen و Stegemeier معتقدند که فاز ترکننده به‌وسیله نیروهای مویینه به دام افتاده است و گرادیان فشاری بالا می‌تواند بر این فشار مویینی غلبه کرده و درصد اشباع باقیمانده فاز ترکننده را کاهش دهد [۱۸]. Stewart و همکارانش مشاهده کردند، زمانی که برای اندازه‌گیری نفوذپذیری نسبی، شیوه جابه‌جایی گاز محلول به کار گرفته می‌شود، نرخ کاهش فشار در یک سنگ آهک غیر یکنواخت ممکن است نسبت نفوذ پذیری نسبی گاز-نفت را تحت تأثیر قرار دهد [۱۹]. Wall و Khurana به این نتیجه رسیدند که افزایش درصد اشباع گاز در یک سیستم ماسه فشرده و در یک نرخ مشخص افت فشار، تابعی از اندازه متوسط ذرات و احتمالاً نفوذپذیری است [۲۰]. آن‌ها دریافته‌اند که سیستم ماسه فشرده با دانه بندی ریزتر، درصد اشباع گاز بالاتری را در سیستم جابه‌جایی گاز محلول ارائه می‌دهد.

۴-۱. روش انجام آزمایش‌ها

تست‌های انجام شده شامل نه تست تزریق افقی و هفت تست تزریق عمودی گاز نیتروژن به داخل مغزه اشباع با نفت سفید می‌باشد. کلیه آزمایش‌های تزریق گاز، به روش فشار ثابت صورت پذیرفته است. در ادامه، به‌طور خلاصه مراحل انجام آزمایش ارائه می‌گردد:

۴-۱-۱. اشباع با نفت سفید

بعد از تهیه و شستشوی مغزه کربناته، آن را در دستگاه نگه‌دارنده مغزه قرار داده و برای اشباع آن با نفت سفید، ابتدا به مدت ۶ ساعت مغزه را خلاء نموده و سپس نفت سفید را با دبی ۵ cc/h تزریق می‌کنند. این عمل این امکان را فراهم می‌آورد تا علاوه بر کشش نفت به درون حفرات توسط خلاء، نفت توسط نیروی فشاری پمپ تزریق نیز وارد حفرات شود. لازم به ذکر است که در هنگام تزریق، فشار بالاسری را همواره ۲۰۰ psi بالاتر از فشار تزریق نگه می‌دارند. پس از تزریق نفت سفید به میزان حجم فضای خالی درون مغزه، فشار درون مغزه شروع به افزایش می‌نماید. برای اطمینان از اشباع کامل مغزه، اجازه می‌دهند مغزه به مدت ۴ ساعت تحت فشار ۲۰۰ psi باقی بماند، سپس خروجی مغزه را باز نموده و نفت سفید را با دبی ۵ cc/h به میزان دو برابر حجم فضای خالی (۲PV) از روی مغزه عبور می‌دهند.

۴-۱-۲. تزریق غیر امتزاجی گاز

تزریق گاز نیتروژن به داخل مغزه به دو صورت افقی و عمودی انجام می‌شود. برای این کار، فشار سیلندر حاوی گاز نیتروژن را بر روی فشار مورد نظر تنظیم نموده و عملیات تزریق گاز به داخل مغزه آغاز می‌گردد. در طول این فرایند، اطلاعات میزان تولید نفت و گاز نسبت به زمان در بازه‌های تولیدی ثبت می‌شوند تا بتوان با استفاده از آن‌ها، مقادیر تراوایی نسبی دو فازی را محاسبه کرد. اندازه‌گیری حجم سیالات تولیدی از مغزه، تا زمانی که تولید نفت متوقف نشده است، ادامه می‌یابد.

۵-۱. انتخاب فشار تزریق

از آن‌جا که رژیم جریان سیال درون محیط متخلخل مخزن آرام می‌باشد، هم‌چنین عدد مویینی آن نیز معمولاً کم‌تر از 10^{-4} است (در بعضی موارد در اطراف دهانه چاه به حداکثر 10^{-4} می‌رسد)، بنابراین برای شبیه‌سازی حرکت سیال درون مغزه در شرایط آزمایشگاه، باید شرایط مخزن به‌گونه‌ای تنظیم گردد که هم N_c و هم N_{Re} با شرایط مخزن هم‌خوانی داشته باشند. روابط مختلفی برای N_{Re} و N_c در محیط متخلخل ارائه شده است. متداول‌ترین روابطی که برای N_c وجود دارد به شکل ذیل می‌باشد:

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma} \quad (1)$$

⁵ Core flooding

در آزمایش‌های تعیین نفوذپذیری نسبی با عبور دو سیال غیر قابل امتزاج از یک نمونه، یک ناپیوستگی مویینی در انتهای خروجی مغزه پدیدار می‌شود. این پدیده را که باعث ایجاد گرادیان اشباع اضافی در طول نمونه می‌گردد، اثر انتهایی مویینی (اثر مرزی) نامیده می‌شود. اثر انتهایی مویینی یکی از مشکلات موجود در آزمایش‌های سیلاب‌زنی است؛ چرا که موجب ایجاد خطا در محاسبات اشباع و تراوایی‌های نسبی از داده‌های تولیدی و فشاری می‌شود. یکی از روش‌های کاهش اثرات مرزی، سود جستن از شدت جریان‌های بالا است. Huang و Honarpour بر اساس قانون داریسی و روابط نفوذپذیری نسبی-فشار مویینه، نشان دادند که در صورت عدم دسترسی به پروفایل اشباع مغزه در فرآیند سیلاب‌زنی، چگونه می‌توان تصحیحات ناشی از پدیده اثر انتهایی را انجام داد [۲۱]. این محققین برای پیش‌بینی هم‌زمان تراوایی نسبی و فشار مویینه از اطلاعات فشاری، با در اختیار داشتن پروفایل اشباع نمونه، روشی ارائه دادند.

در این مقاله به بررسی اثر گرادیان فشار بر نمودارهای نفوذپذیری نسبی گاز و نفت در سنگ‌های کربناته و کاهش اثر انتهایی مویینی پرداخته شده است.

۱. آزمایش‌ها

۱-۱. مشخصات مغزه‌ها

مغزه مورد آزمایش، یک مغزه کربناته متعلق به لایه داریان پایینی میدان پارس جنوبی ایران است. قطر این مغزه ۶/۳۵ cm و طول آن ۹ cm بوده و تخلخل و تراوایی آن نیز به ترتیب ۱۴/۸ درصد و ۹ md است.

۱-۲. مشخصات سیالات

در آزمایش‌های انجام شده، سیالات انتخابی نیتروژن و نفت سفید (کروزین) است که ویسکوزیته آن‌ها در دمای ۲۵ °C به ترتیب، ۰/۱۷۵ cp و ۲/۲۵ cp می‌باشد.

۱-۳. شرح دستگاه

دستگاه سیلاب‌زنی^۵ مورد استفاده شامل پمپ‌های تزریقی، سیلندرهای نگه‌دارنده سیال، محفظه نگه‌دارنده مغزه (مغزه نگه‌دار)، پمپ تأمین‌کننده فشار

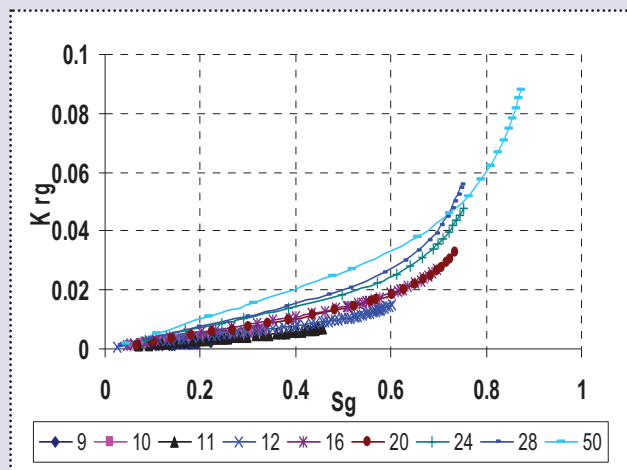


انتهای موینگی در این مغزه‌ها، رسیدن به N_c مطلوب در شرایط آزمایشگاه مشکل به نظر می‌رسد. در آزمایش‌های انجام شده، از رابطه ۱ برای محاسبه N_c و از رابطه ۳ برای محاسبه N_{Re} استفاده شده است.

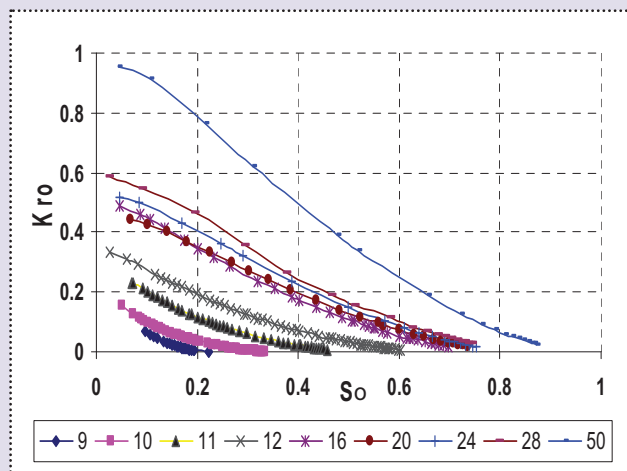
در جدول‌های ۱ و ۲، فشارهای مورد آزمایش برای تزریق‌های افقی و عمودی گاز ارایه شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، فشارهای مورد آزمایش به‌گونه‌ای انتخاب شده‌اند که N_c و N_{Re} در بازه یاد شده قرار داشته باشند. این مسأله نشان می‌دهد که در آزمایش‌های انجام شده، شرایط آزمایشگاه به‌طور قابل قبولی با شرایط مخزن شبیه‌سازی شده است.

۲. انجام محاسبات

نفوذپذیری نسبی گاز و نفت به روش غیر پایای Toth انجام شده است [۸]. اطلاعات مورد نیاز در این روش، داده‌های به‌دست آمده از نسبت حجمی گاز و نفت تولیدی در آزمایش‌های تزریق گاز به داخل مغزه اشباع از نفت سفید می‌باشد.



شکل ۱ | نفوذپذیری نسبی گاز در تزریق افقی



شکل ۲ | نفوذپذیری نسبی نفت در تزریق افقی

⁶ Drainage

$$N_c = \frac{\Delta PK}{L\sigma} \quad (2)$$

در این روابط واحد ویسکوزیته (μ) ؛ cp ؛ سرعت سیال (v) ؛ cm/s ؛ تنش میان رویه (σ) ؛ $Dyne/cm$ ؛ گرادیان فشار (ΔP) ؛ bar ؛ نفوذپذیری (K) ؛ d ؛ و طول مشخصه (L) ؛ cm می‌باشد.

$$N_{Re} = \frac{10}{\phi^{2.3}} \frac{\rho v}{\mu} \sqrt{K} \quad (3)$$

$$N_{Re} = \frac{5 * 10^{-3}}{\phi^{5.5}} \frac{\rho v}{\mu} \sqrt{k} \quad (4)$$

برای جریان آرام ($N_{Re} \leq 1$)، نامساوی ذیل برقرار می‌باشد:

در این روابط نیز دانسیته (ρ) برحسب gr/cm^3 ؛ ویسکوزیته (μ) برحسب poise؛ سرعت سیال (v) و k نیز به ترتیب بر حسب cm/s و cm^2 است.

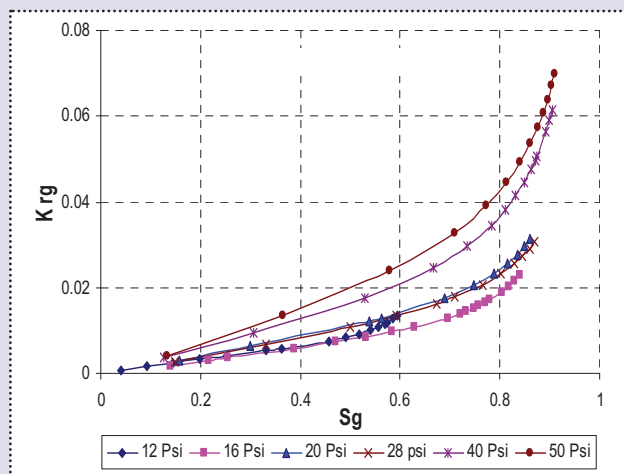
بنابراین فشارهای انتخابی برای انجام آزمایش‌ها باید به‌گونه‌ای باشند که شرایط یاد شده را فراهم آورند. لازم به ذکر است که هر قدر آزمایش‌ها در عدد موینگی‌های (N_c) پایین‌تری انجام شوند، شرایط آن‌ها به شرایط مخزن نزدیک‌تر بوده و به دنبال آن، نتایج به‌دست آمده هم معتبرتر خواهند بود؛ اما با توجه به این‌که در آزمایش‌های تزریق گاز، فاز گاز نسبت به نفت، فاز غیر ترکننده است، بنابراین فرآیند تزریق یک فرایند تخلیه^۶ می‌باشد. از این‌رو برای انجام آزمایش‌ها به حداقلی از فشار (دبی) نیاز است تا بتوان شرایط تزریق و تولید گاز درون مغزه را فراهم کرد. بنابراین باید حداقلی از N_c وجود داشته باشد که کم‌تر از آن عملاً انجام آزمایش‌های تزریق گاز امکان‌پذیر نیست. به علت کوتاه بودن طول مغزه مورد استفاده در آزمایشگاه و زیاد بودن اثرات

جدول ۱ | فشارهای تزریق در تست‌های تزریق افقی

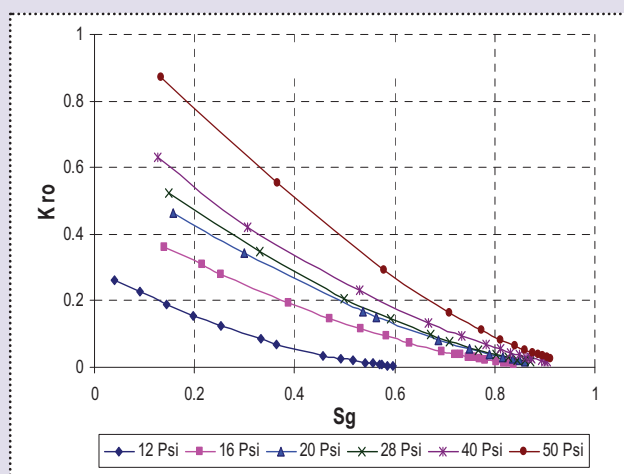
Test No	Δp (Psi)	N_c	N_{Re}
۱	۹	$2/24 \times 10^{-5}$	$1/95 \times 10^{-4}$
۲	۱۰	$2/49 \times 10^{-5}$	$2/16 \times 10^{-4}$
۳	۱۱	$2/74 \times 10^{-5}$	$2/38 \times 10^{-4}$
۴	۱۲	$2/99 \times 10^{-5}$	$2/6 \times 10^{-4}$
۵	۱۶	$3/98 \times 10^{-5}$	$3/46 \times 10^{-4}$
۶	۲۰	$4/98 \times 10^{-5}$	$4/33 \times 10^{-4}$
۷	۲۴	$5/98 \times 10^{-5}$	$5/19 \times 10^{-4}$
۸	۲۸	$6/97 \times 10^{-5}$	$6/06 \times 10^{-4}$
۹	۵۰	$1/24 \times 10^{-4}$	$1/08 \times 10^{-3}$

جدول ۲ | فشارهای تزریق در تست‌های تزریق عمودی

Test No	Δp (Psi)	N_c	N_{Re}
۱	۱۱	$2/74 \times 10^{-5}$	$2/38 \times 10^{-4}$
۲	۱۲	$2/99 \times 10^{-5}$	$2/6 \times 10^{-4}$
۳	۱۶	$3/98 \times 10^{-5}$	$3/46 \times 10^{-4}$
۴	۲۰	$4/98 \times 10^{-5}$	$4/33 \times 10^{-4}$
۵	۲۸	$6/97 \times 10^{-5}$	$6/06 \times 10^{-4}$
۶	۴۰	$9/96 \times 10^{-5}$	$8/66 \times 10^{-4}$
۷	۵۰	$1/00 \times 10^{-4}$	$1/08 \times 10^{-3}$



شکل ۳ | نفوذپذیری نسبی گاز در تزریق عمودی



شکل ۴ | نفوذپذیری نسبی نفت در تزریق عمودی

۲-۲. تأثیر فشار بر نمودارهای نفوذپذیری نسبی در تزریق عمودی

با توجه به این که در نمودارهای نفوذپذیری نسبی به دست آمده از تزریق افقی، تأثیر نیروهای انتهایی مویبندی در فشارهای پایین بسیار مشهود بود، بنابراین تصمیم گرفته شد که آزمایش‌های عمودی از فشارهای بالاتری آغاز شوند. شکل‌های ۳ و ۴ نمودارهای نفوذپذیری نسبی نفت و گاز را در فشارهای مختلف و در تزریق عمودی نشان می‌دهند. روند کلی مشاهده شده در نمودارهای نفوذپذیری نسبی نفت و گاز در این حالت مشابه با نتایج به دست آمده در تزریق افقی است.

از آن جا که آزمایش‌ها در فشارهایی انجام شده است که در آن‌ها اثر انتهایی مویبندی رو به کاهش می‌باشد، بنابراین همان گونه که انتظار می‌رفت، وابستگی نمودارها نسبت به فشار تقریباً روند ثابتی دارد؛ هر چند که این وابستگی در فشارهای پایین تر بیش تر دیده می‌شود. با افزایش فشار، همانند آزمایش‌های تزریق افقی، روندی صعودی در نمودارها مشاهده می‌گردد. بنابراین وابستگی نمودارهای نفوذپذیری نسبی گاز و نفت به گرادین فشار در آزمایش‌های انجام شده در هر دو حالت تزریق افقی و عمودی مشهود می‌باشد.

۲-۱. تأثیر فشار بر نمودارهای نفوذپذیری نسبی در تزریق افقی

شکل‌های (۱ و ۲)، نمودارهای نفوذپذیری نسبی نفت و گاز را برای فشارهای مختلف در تزریق افقی نشان می‌دهند. همان طور که مشاهده می‌شود، نمودارهای نفوذپذیری نسبی در فشارهای مختلف متفاوت بوده و با افزایش فشار، نمودارها روند صعودی می‌یابند، اما شدت تغییر این نمودارها یکسان نیست و در فشارهای پایین، میزان تغییرات بسیار شدیدتر از فشارهای بالاتر است. علت این تغییرات شدید را می‌توان به پدیده انتهایی مویبندی نسبت داد؛ بدین صورت که نیروی مویبندی اضافی که در حالت واقعی مخزن وجود ندارد، در شرایط آزمایشگاه خود را نشان می‌دهد.

این اثر که ناشی از اختلاف ناگهانی نیروی مویبندی در داخل و خارج مغزه است، در مغزه‌های با طول کم به شدت تأثیر خود را نشان می‌دهد و باعث می‌شود که یک اشباع اضافه از فاز wet در انتهای مغزه ایجاد شود (در مغزه‌های با طول کم، نسبت طول ناحیه تحت تأثیر این پدیده به طول مغزه زیاد بوده و هر چه طول مغزه زیادتر باشد، این نسبت کم‌تر شده و به دنبال آن، این پدیده کم‌رنگ‌تر می‌گردد)؛ در نتیجه میزان نفت (فاز wet) باقیمانده به شدت افزایش می‌یابد. این مسأله در نمودارهای نفوذپذیری نسبی در این فشارها کاملاً مشهود است. وسعت فضای تحت تأثیر این پدیده در فشارهای (دبی‌های) پایین، زیادتر بوده و با افزایش فشار تزریق (دبی)، محدوده‌ای از مغزه که متأثر از این پدیده است، کاهش می‌یابد و به صفحه خروجی نزدیک‌تر می‌شود، تا این که به حداقل مقدار خود در فشارهای (دبی‌های) بالاتر برسد.

نکته قابل توجه این است که در فشارهای پایین، تنها با افزایش فشاری معادل ۱ Psi، نمودارهای نفوذپذیری نسبی دچار تغییرات عمده می‌شوند. این تغییرات شدید تا فشار ۱۶ Psi ادامه داشته اما از این فشار به بعد، نمودارهای نفوذپذیری نسبی شکل واحدی به خود می‌گیرند و با افزایش فشار، به یک نسبت به سمت بالا منتقل می‌شوند. البته با افزایش فشار، نقاط انتهایی نمودارها نیز که نشان‌دهنده میزان اشباع نفت باقی‌مانده (S_{or}) هستند نیز تغییر یافته و به سمت S_{or} کم‌تر میل می‌نمایند.

برای بیان علت این پدیده می‌توان به این نکته اشاره کرد که همواره یکی از محدودیت‌های عمده اغلب روش‌های غیرپایای محاسبه نفوذپذیری نسبی از جمله روش Toth، صرف‌نظر کردن از نیروهای مویبندی است. این مسأله سبب می‌شود که در شرایطی که تأثیر این نیروها چشمگیر است، نتایج به دست آمده از این روش چندان قابل استناد نباشند. این پدیده در آزمایش‌های صورت گرفته در فشارهای پایین که نیروهای انتهایی مویبندی شدید هستند کاملاً مشهود است؛ به طوری که در آزمایش با فشار ۹ Psi، این نمودار تحت تأثیر نیروهای مویبندی ناشی از اثر انتهایی مویبندی، به طور کامل ترسیم نشده و با افزایش فشار تنها ۱ Psi، شکل نمودار کامل‌تر گشته و این روند تکمیل شکل نمودار تا فشار ۱۶ Psi ادامه یافته است؛ اما از این فشار به بعد با کم‌رنگ شدن اثر انتهایی مویبندی، شکل نمودارها به طور کامل تکمیل شده و اثر افزایش فشار، خود را به شکل انتقال یافتن نمودارها به سمت مقادیر بالاتر نشان می‌دهند.

به طور کلی در فشارهایی که اثر انتهایی مویبندی کم‌رنگ شده است، با افزایش فشار و در نتیجه افزایش عدد مویبندی، تأثیر نیروهای ویسکوز نسبت به نیروهای مویبندی واقعی داخل مغزه افزایش می‌یابد؛ بنابراین از تأثیر نیروهای مویبندی مقاوم در مقابل جریان سیال کاسته شده و حفره‌های بیش‌تری در معرض جریان سیال قرار می‌گیرند. در نتیجه با افزایش فشار (عدد مویبندی)، نمودارهای نفوذپذیری گاز و نفوذپذیری نفت از خود افزایش نسبی نشان می‌دهند.



۳-۲. ارایه روابط تجربی برای بیان وابستگی نفوذپذیری نسبی به فشار

با توجه به آشکار شدن وابستگی نمودارهای نفوذپذیری نسبی به فشار، در این بخش سعی شده است که بین نمودارهای نفوذپذیری نسبی و تغییرات فشار (که با عدد بدون بعد مویبگی متناسب نشان داده می شود) رابطه ای پیدا شود. در حالت کلی نمودارهای نفوذپذیری نسبی را به صورت تابعی از عدد بدون بعد اشباع فازهای تزریقی یا تولیدی نشان می دهند:

$$K_r = f(s) \quad (5)$$

در این آزمایش ها مشاهده گردید که این نمودارها علاوه بر اشباع، به فشار تزریق نیز وابسته می باشند (شکل های ۱ تا ۴). این وابستگی فشاری را می توان با پارامتر بدون بعد مویبگی (N_c) نیز بیان نمود؛ چرا که در بازه فشاری مورد آزمایش، پارامترهای دیگری که بر عدد مویبگی تأثیر گذارند، ثابت بوده و تغییرات این عدد تنها ناشی از تغییرات فشار می باشد. بنابراین می توان تابع K_r را به شکل ذیل تعریف کرد:

$$K_r = f(S, N_c) \quad (6)$$

از آن جا که همه آزمایش های انجام شده، تحت فرآیند تخلیه صورت گرفته است، بنابراین برای ورود گاز به داخل مغزه و خارج شدن آن از طرف دیگر، به حداقلی از فشار تزریق (فشار آستانه) نیاز است. از این رو برای سنجش میزان دقت رابطه ارایه شده در اعداد مویبگی کم تر، عملاً امکان ادامه آزمایش ها در مقادیر پایین تر این عدد وجود ندارد. از طرف دیگر از آن جا که اعداد مویبگی بالاتر از 10^{-4} نیز چندان شاخص حرکت سیال درون محیط متخلخل مخزن نیستند، بنابراین تصمیم گرفته شد که برای به دست آوردن این روابط از نتایج آزمایش هایی که در آن ها بازه عدد مویبگی 10^{-5} است، استفاده شود. بنابراین از چگونگی عملکرد مدل ارایه شده در اعداد مویبگی پایین تر و بالاتر از 10^{-5} اطلاعاتی در دست نیست.

روابط به دست آمده برای بیان وابستگی نمودارهای نفوذپذیری نسبی گاز و نفت در تزریق افقی و عمودی به پارامترهای میزان اشباع و عدد مویبگی از رابطه کلی ۷ پیروی می کنند:

۳ | پارامترهای رابطه وابستگی نفوذپذیری نسبی گاز به عدد مویبگی در تزریق افقی

Gas-Horizontal	
a	$-0.0000401 - 3.5631N_c$
b	$0.021584 + 880.4556N_c$
c	$4.707489 + 15208.34N_c$
d	$-5.8541 - 16561.8N_c$

۴ | پارامترهای رابطه وابستگی نفوذپذیری نسبی گاز به عدد مویبگی در تزریق عمودی

Gas-Vertical	
a	$-0.008252 - 459.055N_c$
b	$-0.06843 + 5020.241N_c$
c	$-38.73113 + 17915.83N_c - \frac{0.0000000232}{N_c^2}$
d	$-40.3505(1 - \exp(-22011.2N_c))$

۵ | پارامترهای رابطه وابستگی نفوذپذیری نسبی نفت به عدد مویبگی در تزریق افقی

Oil-Horizontal	
a	$0.207379 + 6087.978N_c$
b	$-0.41953 - 498772N_c$
c	$-0.75264 + 551.8068N_c + \frac{1.16}{N_c^2}$
d	$2667.347 \times 1.000072^{1/N_c} \times x^{0.855354}$

۶ | پارامترهای رابطه وابستگی نفوذپذیری نسبی نفت به عدد مویبگی در تزریق عمودی

Oil-Vertical	
a	$\frac{(-3.196067 - 140055.2N_c)}{(1 + 8650551N_c - 0.000000027N_c^2)}$
b	$-0.002647 + 3823.073N_c$
c	$-1.78837 + 9644.478N_c$
d	$0.950992 - 6718.97N_c$

۷ | میزان خطای رابطه وابستگی نفوذ پذیری نسبی گاز به عدد مویبگی در تزریق افقی

شماره آزمایش	فشار (Psi)	N_c	خطا (درصد)
۴	۱۲	$2/98768 \times 10^{-5}$	۱۱/۳۱
۵	۱۶	$3/98357 \times 10^{-5}$	۵/۵۳
۶	۲۰	$4/97946 \times 10^{-5}$	۱۳/۷۶
۷	۲۴	$5/97535 \times 10^{-5}$	۱۱/۷۲
۹	۵۰	0.000124486	۳۴/۰۴

۸ | میزان خطای رابطه وابستگی نفوذ پذیری نسبی گاز به عدد مویبگی در تزریق عمودی

شماره آزمایش	فشار (Psi)	N_c	خطا (درصد)
۲	۱۲	$2/99 \times 10^{-5}$	۴۲/۵۹
۳	۱۶	$3/98 \times 10^{-5}$	۱۰/۵۴
۵	۲۸	$6/97 \times 10^{-5}$	۵/۲۸
۶	۴۰	$9/96 \times 10^{-5}$	۴/۶۲
۷	۵۰	0.000124	۱۱/۸۳

۹ | میزان خطای رابطه وابستگی نفوذ پذیری نسبی نفت به عدد مویبگی در تزریق افقی

شماره آزمایش	فشار (Psi)	N_c	خطا (درصد)
۴	۱۲	$2/98768 \times 10^{-5}$	۳۹/۲
۵	۱۶	$3/98357 \times 10^{-5}$	۲۵/۲
۶	۲۰	$4/97946 \times 10^{-5}$	۱۳/۰۱
۷	۲۴	$5/97535 \times 10^{-5}$	۵/۰۲
۹	۵۰	0.000124486	۶/۱۲



جدول ۱۰ | میزان خطای رابطه وابستگی نفوذ پذیری نسبی نفت به عدد

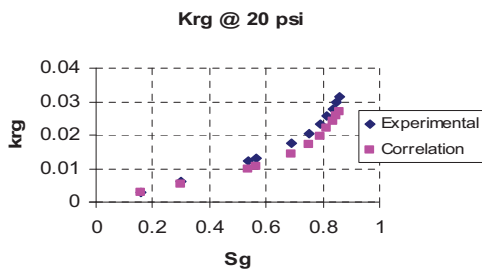
مویبگی در تزریق عمودی

شماره آزمایش	فشار (Psi)	N_c	خطا (درصد)
۲	۱۲	$۲/۹۹ \times ۱۰^{-۵}$	۱۹۰/۰۳
۳	۱۶	$۳/۹۸ \times ۱۰^{-۵}$	۳۶/۰۱
۵	۲۸	$۶/۹۷ \times ۱۰^{-۵}$	۴/۶۸
۶	۴۰	$۹/۹۶ \times ۱۰^{-۵}$	۵/۶۸
۷	۵۰	$۰/۰۰۰۱۳۴$	۱۱/۲۷

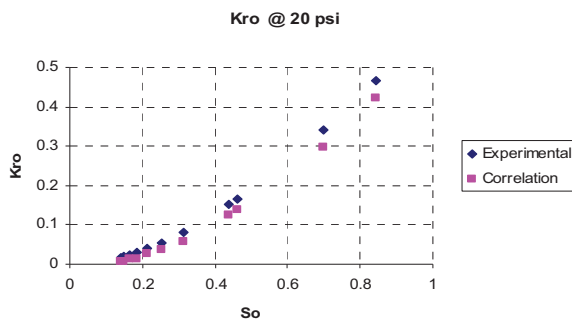
$$K_{ri}(S_i, N_c) = \frac{(a + bS_i)}{(1 + cS_i + dS_i^2)} \quad (7)$$

$$a = f_1(N_c), b = f_2(N_c), c = f_3(N_c), d = f_4(N_c)$$

توابع a, b, c, d که برای اندازه گیری نفوذپذیری نسبی گاز و نفت در تزریق های افقی و عمودی به کار می روند، در جدول های ۳ تا ۶ نشان داده شده اند. هم چنین ضریب i بیان کننده فازی است که هدف محاسبه نفوذپذیری نسبی آن است. جدول های ۷ تا ۱۰ نیز میزان خطای هر یک از روابط ارائه شده را در فشارهایی که از آن ها برای پیدا کردن این روابط استفاده شده است، نشان می دهند. همان طور که مشاهده می گردد، مقادیر محاسبه شده با درصد خطای قابل قبولی با مقادیر آزمایشگاهی هم خوانی دارند؛ این امر وابستگی نفوذپذیری نسبی نفت به عدد مویبگی را به خوبی نشان می دهد. اما توجه به این نکته لازم است که مقادیر نفوذپذیری نسبی محاسبه شده به وسیله رابطه ۷ دقیقاً در همان اعداد مویبگی محاسبه شده اند که از آن ها برای به دست آوردن این رابطه استفاده شده است. بنابراین زمانی می توان ادعا نمود که این فرمول در بازه مورد نظر بیانگر وابستگی نفوذپذیری نسبی نفت به عدد مویبگی است که دقت آن در اعداد مویبگی دیگری که از آن ها



شکل ۷ | مقایسه مقادیر تخمینی با مقادیر آزمایشگاهی برای نفوذ پذیری نسبی گاز در تزریق عمودی (خطا: ۱۵/۷۹ درصد)



شکل ۸ | مقایسه مقادیر تخمینی با مقادیر آزمایشگاهی برای نفوذ پذیری نسبی نفت در تزریق عمودی (خطا: ۳۳/۳۷ درصد)

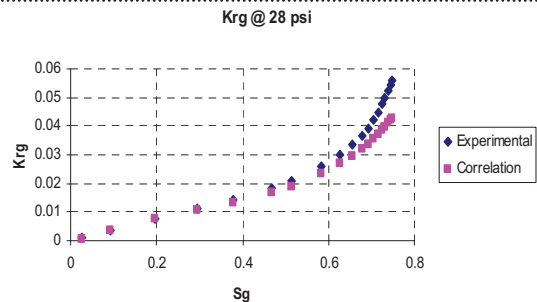
برای به دست آوردن رابطه استفاده نشده است نیز امتحان شود. بنابراین از این روابط برای تخمین نفوذپذیری نسبی گاز و نفت در فشار ۲۸ psi برای تزریق افقی و ۲۰ psi برای تزریق عمودی استفاده شده و نتایج به دست آمده با مقادیر آزمایشگاهی مقایسه گردیده است. تأکید می شود که از نتایج آزمایش های انجام شده در این دو فشار برای به دست آوردن رابطه وابستگی استفاده نشده و تنها به منظور سنجش میزان دقت رابطه ارائه شده، مورد استفاده قرار گرفته است. نتایج این مقایسه در شکل های ۵ تا ۸ نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می شود، مقادیر نفوذپذیری به دست آمده از رابطه ۷ با دقت بسیار خوبی به مقادیر آزمایشگاهی نزدیک می باشد. این مسأله بیانگر توانایی مدل ارائه شده در تخمین مقادیر نفوذپذیری نسبی گاز و نفت در تزریق های افقی و عمودی است.

۴-۲. استفاده از رابطه تجربی ارائه شده برای حذف اثر انتهایی مویبگی

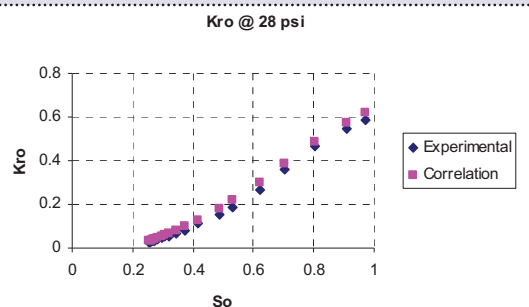
برای به دست آوردن روابط تجربی ارائه شده در بخش قبل، عمدتاً از داده های آزمایشگاهی به دست آمده در فشارهایی استفاده شده است که کم تر تحت تأثیر اثر انتهایی مویبگی قرار داشته اند (فشارهای بالا). با مقایسه مقادیر تخمین زده شده با مقادیر آزمایشگاهی، دقت این روابط در تخمین نفوذپذیری نسبی در بازه فشاری یاد شده مورد تأیید قرار گرفت.

این روابط برای تخمین مقادیر نفوذپذیری نسبی گاز و نفت در تزریق افقی در فشارهای پایین به کار رفته اند. شکل های ۹ تا ۱۴، مقادیر تخمین زده شده و مقادیر آزمایشگاهی متناظر را با هم مقایسه می کنند.

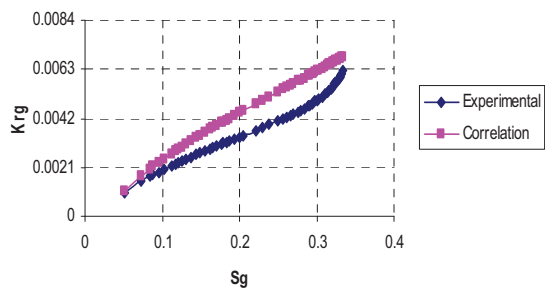
همان طور که مشاهده می شود، مقادیر نفوذپذیری نسبی محاسبه شده



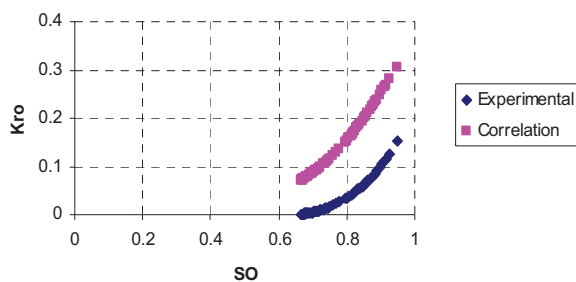
شکل ۵ | مقایسه مقادیر تخمینی با مقادیر آزمایشگاهی برای نفوذ پذیری نسبی گاز در تزریق افقی (خطا: ۱۵/۱۴ درصد)



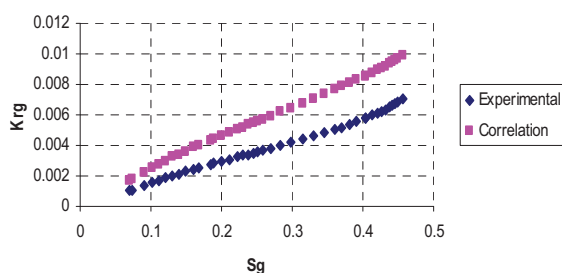
شکل ۶ | مقایسه مقادیر تخمینی با مقادیر آزمایشگاهی برای نفوذ پذیری نسبی نفت در تزریق افقی (خطا: ۱۵/۱۳ درصد)



شکل ۱۱ | مقایسه مقادیر تخمینی با مقادیر آزمایشگاهی برای نفوذ پذیری نسبی گاز در تزریق افقی (فشار: ۱۰ psi)



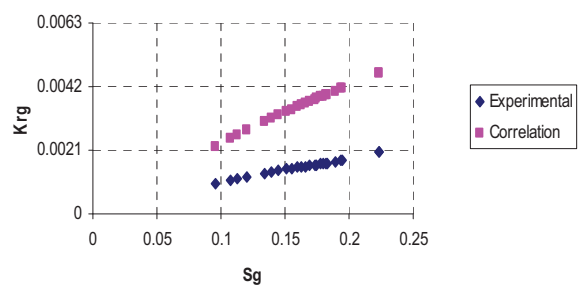
شکل ۱۲ | مقایسه مقادیر تخمینی با مقادیر آزمایشگاهی برای نفوذ پذیری نسبی نفت در تزریق افقی (فشار: ۱۰ psi)



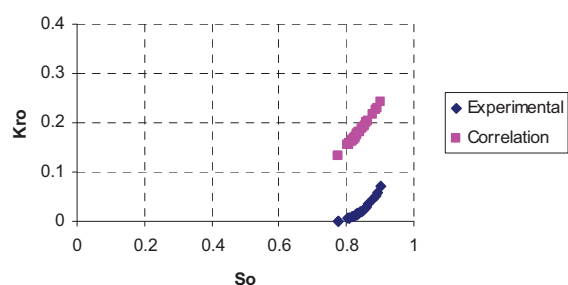
شکل ۱۳ | مقایسه مقادیر تخمینی با مقادیر آزمایشگاهی برای نفوذ پذیری نسبی گاز در تزریق افقی (فشار: ۱۱ psi)

به‌وسیله رابطه ۷ در فشارهای پایین با مقادیر آزمایشگاهی اختلاف نسبتاً زیادی دارند و هر قدر که فشار کاهش می‌یابد، این اختلاف (و به دنبال آن خطا) افزایش پیدا می‌کند؛ به طوری که میانگین میزان خطا در محاسبه نفوذپذیری نسبی نفت در فشار ۱۲ Psi، ۳۹ درصد است و این میزان در فشار ۳۶۸۴ Psi، ۱۱ درصد، در ۱۰ Psi به ۱۸۶۵ درصد و در فشار ۹ Psi به ۳۶۸۴ درصد افزایش پیدا کرده است. این مقادیر در محاسبه نفوذپذیری نسبی گاز در فشارهای یاد شده به ترتیب ۱/۳۱ درصد، ۵۳/۶ درصد، ۶۱/۳۲ درصد، ۳۱/۲ درصد بوده است.

بنابراین با وجود این که به نظر می‌رسد که رابطه ارائه شده در فشارهای پایین از دقت مناسبی برخوردار نیستند، اما در حقیقت این موضوع نقطه قوت این رابطه را در محاسبه نفوذپذیری‌های نسبی نفت و گاز در همین فشارهای پایین نشان می‌دهد؛ زیرا همان‌طور که قبلاً گفته شد، به علت تأثیر شدید نیروهای انتهایی مویینه در فشارهای پایین، نمودارهای نفوذپذیری نسبی به دست آمده در این فشارها بسیار تحت تأثیر این پدیده قرار داشته‌اند،



شکل ۱۴ | مقایسه مقادیر تخمینی با مقادیر آزمایشگاهی برای نفوذ پذیری نسبی گاز در تزریق افقی (فشار: ۹ psi)

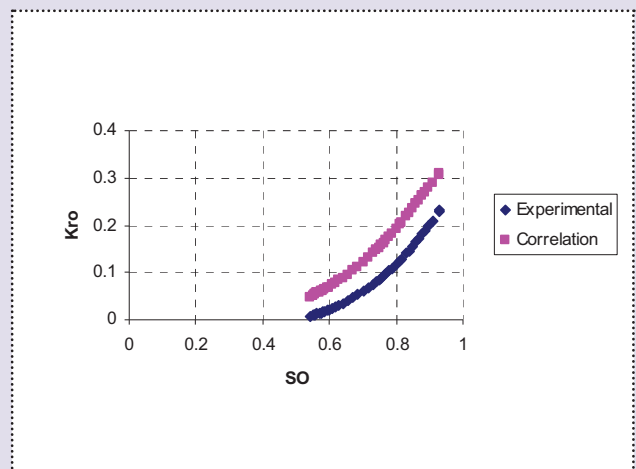


شکل ۱۵ | مقایسه مقادیر تخمینی با مقادیر آزمایشگاهی برای نفوذ پذیری نسبی نفت در تزریق افقی (فشار: ۹ psi)



منابع

- [1] Honarpour, M. and Mahmood, S.M., "Relative permeability measurements: An overview", SPE # 18565, (1986).
- [2] Ali, J.K.: "Development in measurement and interpretation techniques in coreflood tests to determine relative permeability", SPE # 39016, (1997).
- [3] Buckley, S. E. and Leverett, M. C. : Mechanism of fluid displacement in sands, Trans. AIME 146 (1942), 107- 116.
- [4] Welge, H. J. : A Simplified method for computing oil recovery by gas or water drive, Trans. AIME 195 (1952), 91-98.
- [5] Johnson, E. F., Bossler, D. P. and Naumann, V.O.: Calculation of relative permeability from displacement experiments, Trans. AIME 216 (1959) , 370-372.
- [6] Saraf, D. N. and McCaffery, F. G., Two and Three-Phase Relative Permeabilities: a Review, Petroleum Recovery Institute Report #81-8, Calgary, Alberta, Canada, 1982.
- [7] Jones, S. C. and Roszelle, W. O.: Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments, JPT, May, (1978), 807-817.
- [8] Janos Toth, Tibor Bodi, Peter Szucs and Faruk Civan : Convenient Formulae for Determination of Relative Permeability from Unsteady- State Fluid Displacements in Core Plugs. J. Pet. Sci. Eng. 36 (2002) 33-44 .
- [9] Wyckoff, R.D. and Botset, H. G.: "Flow of gas liquid mixtures through sands", physics, 7, 325, 1936.
- [10] Leverett, M. C. and Lewis, W. B.: "Steady flow of gas-oil-water mixtures through unconsolidated sands", Trans. AIME, 142, 107, 1941.
- [11] Henderson, J. H. and Yuster, S. T.: "Relative permeability Study", World Oil, 3, 139, 1948.
- [12] Muskat, M. and Meres, M. W., phv- sics, j, 346. 1936.
- [13] Krutter, H. and Day, R. J., phv-drive experiments on long horizontal consolidated cores../. Pet. Technol.,12, 1, 1 9 4 3.
- [14] Delclaud, J. P., New results on the displacement of a fluid by another in a porous medium paper SPE 4103 presented at the SPE 47th Annual Meeting. San Antonio, Tex., 1912.
- [15] Pirson, S. J.: Oil Reservoir Engineering, McGraw-Hill, New York, 1958, 68.
- [16] Brownell, L. E. and Katz, D. L., Flow of fluids through porous media- single homogeneous fluids, Chem. Ens. Pros.,, 43(10), 537. 194'.
- [17] Geffen, T. M., Parrish, D. R., Haynes, G. W., and Morse, R. A.: "Efficiency of gas displacement from porous media by liquid flooding", Trans. AIME, 195, 29, 1952.
- [18] Stegemeier, G. L. and Jensen, F. W., The Relationship of Relative Permeability to Contact Angles, Theory of Fluid Flow in Porous Media Conference, University of Oklahoma, 1959.
- [19] Stewart, C. R., Craig, F. F., and Morse, R. A., Determination of limestone performance characteristics by model flow tests. Truns. AIME, 198, 93, 1953.
- [20] Wall, C. G. and Khurana, A. K., Saturation permeability relation- ship at low gas saturation. J. Inst. Pet., 57. 261. 1971.
- [21] Huang, D.D. and Honarpour, M.: "Capillary end effects in coreflood calculations", Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 19, 1998, 103-117.



۱۴ | مقایسه مقادیر تخمینی با مقادیر آزمایشگاهی
برای نفوذپذیری نسبی نفت در تزریق افقی (فشار: ۱۱ psi)

بنابراین این نمودارها پایین تر از مقادیر واقعیشان در حالت طبیعی مخزن رسم می‌شوند. با افزایش فشار و کم‌رنگ شدن تأثیر نیروهای انتهایی مویینه، این نمودارها شکل طبیعی خود را پیدا کرده و به حالت واقعی نزدیک‌تر می‌شوند. از آنجا که در به‌دست آوردن رابطه ۷ که بیانگر وابستگی نفوذپذیری نسبی به عدد مویینه می‌باشد، بیش‌تر از داده‌هایی استفاده شده است که کم‌تر تحت تأثیر پدیده انتهایی مویینه قرار دارند، بنابراین این رابطه در تخمین میزان نفوذپذیری نسبی نفت در فشارهای پایین که تأثیر این پدیده به نوعی خطای آزمایشگاهی بوده و باعث فاصله گرفتن داده‌های آزمایشگاهی از مقادیر واقعی درون محیط متخلخل می‌شود، کم‌تر در نظر گرفته شده و می‌توان ادعا نمود که مقادیر نفوذپذیری نسبی تخمین زده شده به‌وسیله این رابطه در این فشارها بیش‌تر از مقادیر آزمایشگاهی به‌دست آمده به واقعیت نزدیک است. در نتیجه این را می‌توان به‌عنوان روشی برای حذف اثر انتهایی مویینی از داده‌های آزمایشگاهی مطرح نمود.

نتیجه‌گیری

- ۱- نمودارهای نفوذپذیری نسبی نفت و گاز در سنگ‌های کربناته مورد آزمایش در تزریق افقی و عمودی وابسته به فشار می‌باشند.
- ۲- وابستگی نمودارهای نفوذپذیری نسبی گاز و نفت به گرادیان فشار در فشارهای پایین به علت شدت نیروهای انتهایی مویینه، شدیدتر بوده و با افزایش فشار، از میزان این وابستگی کاسته شده است.
- ۳- وابستگی نمودارهای نفوذپذیری نسبی گاز و نفت به گرادیان فشار را می‌توان به‌صورت تابعی از عدد بدون بعد مویینی بیان نمود.
- ۴- از آنجا که مدل ارائه شده برای تخمین نفوذپذیری نسبی بر حسب عدد مویینه مستقل از اثرات انتهایی مویینه می‌باشد، بنابراین می‌توان از آن برای تخمین مقادیر نفوذپذیری نسبی در فشارهای پایین که بیش‌تر تحت تأثیر اثرات انتهایی مویینه قرار دارند، استفاده نمود. به‌عبارت دیگر مقادیر تخمین زده شده با استفاده از این مدل در فشارهای پایین بیش‌تر از مقادیر آزمایشگاهی متناظر با آن‌ها بوده و این امر شاخص بهتری برای بیان حرکت دو‌فازی سیال درون محیط متخلخل می‌باشد.