

اصلاح توابع تراوایی نسبی حاصل از آزمایش‌های جابه‌جایی نفت-گاز در شرایط نزدیک امتزاجی با استفاده از مدل سازی معکوس

پژوهش نفت

سال بیست و سوم

شماره ۷۴

۱۳۹۲

صفحه، ۷۱-۵۷

تاریخ دریافت مقاله: ۹۱/۳/۲۳

تاریخ پذیرش مقاله: ۹۱/۱۱/۲۹

محمد پرواز دوانی^۱، محسن مسیحی^۲، سعید عباسی^۱، عباس شهرآبادی^{۱*} و عزت ا... کاظم‌زاده^۱

۱- پژوهشگاه صنعت نفت، پژوهشکده مهندسی نفت

۲- دانشگاه صنعتی شریف، دانشکده مهندسی شیمی و نفت

parvazdavanim@ripi.ir

نسبی کاسته شود. در این مطالعه توابع معتبر تراوایی نسبی از روش تمام عددی بر اساس مدل‌سازی معکوس تعیین شده است، به طوری که از روش‌های نیمه تحلیلی به عنوان حدس اولیه داده‌های تراوایی نسبی برای کاربرد در شبیه‌سازی تجاری دو فازی و تک بعدی استفاده گردیده است. نتایج نشان می‌دهد که روش تمام عددی به عنوان بهینه‌ترین روش، رابطه اصلاحی سازگار با نتایج آزمایشگاهی را در شرایط تزریق نزدیک امتزاجی جهت تولید مقادیر تراوایی نسبی ارائه می‌دهد. می‌توان از رابطه اصلاحی ارائه شده برای تولید داده‌های تراوایی نسبی در شبیه‌سازی تزریق نزدیک امتزاجی گاز در مخازن نفت استفاده نمود.

واژه‌های کلیدی: تراوایی نسبی نفت و گاز، شرایط نزدیک امتزاجی، آزمایش‌های جابه‌جایی سیالات به روش ناپایا، مدل‌سازی معکوس

چکیده

یکی از عوامل اصلی در مدل‌سازی صحیح جریان دو فازی نفت و گاز در محیط متخلخل، استفاده از توابع معتبر تراوایی نسبی می‌باشد. تمامی مطالعات گذشته نتوانسته‌اند مدلی صحیح و سازگار را برای بیان تأثیر تزریق نزدیک امتزاجی بر رفتار کیفی و به خصوص کمی توابع تراوایی نسبی ارائه دهند. در این مقاله هدف اصلی مقایسه مابین روش‌های مرسوم تراوایی نسبی می‌باشد تا بتوان بر اساس انتخاب بهینه روش‌های تعیین منحنی‌های تراوایی نسبی دو فازی در شرایط تزریق نزدیک امتزاجی گاز توابع تراوایی نسبی را اصلاح نمود. در این مقاله سعی گشته است تا با انجام آزمایش‌های جابه‌جایی سیال (تزریق گاز دی اکسید کربن در نمونه نفت یکی از مخازن نفتی ایران و بر روی نمونه مغزه‌های ماسه سنگی و دولومیتی) به روش ناپایا، میزان خطای اندازه‌گیری را تا حد ممکن کاهش داده و نیز با انتخاب مقایسه‌ای و بهینه‌ترین روش، از میزان خطای عددی در تعیین تراوایی

مقدمه

- عدم تأثیر بر روی توابع تراوایی نسبی [۱۲].

با توجه به اینکه بررسی‌های فوق با نوعی عدم قطعیت همراه بوده و نتایج به‌صورت کیفی گزارش شده، در این مقاله سعی می‌شود تا با انتخاب روش بهینه تعیین تراوایی نسبی و بررسی کمی تغییرات تراوایی نسبی دو فازی نفت-گاز، یک رابطه اصلاحی برای تولید داده‌های تراوایی نسبی جهت اعمال در شبیه‌سازی جریان دو فازی نفت-گاز در شرایط نزدیک امتزاجی ارائه گردد.

روش‌های تعیین تراوایی نسبی

به طور کلی روش‌های تعیین تراوایی نسبی را می‌توان به دو گروه پایا و ناپایا تقسیم‌بندی کرد. از مزیت روش‌های پایا آسانی تحلیل داده‌ها و نیز پراکندگی کمتر داده‌ها است و از معایب این روش‌ها می‌توان به طولانی بودن آزمایش‌ها اشاره کرد [۱۳]. در مقابل، در روش ناپایا برخلاف حالت پایا نیازی به رسیدن به حالت تعادل نمی‌باشد. نمودارهای تراوایی نسبی بر حسب اشباع در مدت زمان کوتاهی به‌دست می‌آید، اما تحلیل داده‌ها مشکل‌تر است. برای تعیین تراوایی نسبی دو فازی عموماً از روش‌های ناپایا استفاده می‌گردد. اساس تمامی روش‌های ناپایا تئوری باکلی و لورت است که بر پایه فرضیاتی همچون جابه‌جایی پیستونی فازهای تراکم‌ناپذیر و غیرقابل امتزاج استوار می‌باشد. همچنین روش‌های موجود جهت آنالیز داده‌های آزمایشگاهی به روش ناپایا را نیز به ۳ دسته عمده روش‌های تحلیلی، روش‌های نیمه تحلیلی و روش‌های تمام عددی تقسیم می‌نمایند [۱۴].

در روش‌های تحلیلی به‌طور مستقیم و بدون انجام محاسبات عددی و تنها بر اساس داده‌های مستقیم آزمایشگاهی، به محاسبه تراوایی نسبی پرداخته می‌شود. یکی از اشکالات اساسی در این روش‌ها لحاظ نمودن تأثیر فشار موینگی در محاسبات می‌باشد. از جمله روش‌های تحلیلی می‌توان به روش JR [۱۶] (۱۹۵۹) JBN، [۱۵] (۱۹۵۲) Welge، [۱۷] [۱۹۷۸] Li، [۱۸] [۱۹۹۴] و روش اصلاح شده JBN [۱۹] (۱۹۹۵) اشاره کرد.

یکی از روش‌های مرسوم که در اغلب موارد از آن استفاده

با توجه به اهمیت انکارناپذیر پروژه‌های تزریق گاز و بالاخص دی اکسید کربن در فرآیند ازدیاد برداشت، بررسی توابع تراوایی نسبی دو فازی برای کاربرد در شبیه‌سازی جریان حائز اهمیت می‌باشد. در این میان به دلایل مختلف از قبیل نبود امکان فنی و اقتصادی، رسیدن به فشار امتزاجی [۱] و همچنین میزان بازیافت نهایی نزدیک به فرآیند امتزاجی در شرایط تزریق نزدیک امتزاجی [۲]، لازم است توابع تراوایی در نزدیکی این شرایط بررسی شوند. در مطالعات گذشته بررسی تغییرات توابع تراوایی نسبی تنها در تزریق محلول‌های سورفکتانت در نفت انجام گرفته است [۳-۹]. مطالعات اندکی در زمینه بررسی پارامتر کنترل‌کننده کشش سطحی، به‌عنوان شاخصی جهت نشان دادن نزدیکی به امتزاج، بر روی منحنی‌های تراوایی نسبی دو فازی گاز-نفت انجام شده است. در تمامی مطالعات گاز-نفت از جمله Al-Wahaibi در سال ۲۰۰۶، بررسی تغییرات توابع تراوایی نسبی در نزدیکی به شرایط امتزاجی، به‌صورت کیفی بوده که به تعیین روند کیفی تغییر توابع تراوایی نسبی در نزدیکی به شرایط امتزاجی منجر شده است [۱۰]. به‌طور کلی و بر اساس مطالعات انجام شده، می‌توان نتایج بررسی تأثیر تغییرات این پارامتر که در اثر افزایش فشار و نزدیکی به شرایط امتزاجی در فرآیند تزریق گاز دی‌اکسیدکربن در نفت روی می‌دهد را بر روی منحنی‌های تراوایی نسبی گاز-نفت به سه دسته عمده تقسیم نمود:

- تأثیر بر روی منحنی تراوایی نسبی فاز تر شونده: در این قسمت می‌توان به نتایج محققانی اشاره کرد که در آزمایش‌های خود، در شرایط فشار تزریق بالا، در محدوده کشش سطحی $0/04 \text{ m.N/m}$ تا $12/5 \text{ m.N/m}$ مشاهده نمودند که منحنی تراوایی نسبی فاز ترکننده (نفت) در مقابل کاهش کشش سطحی، به صورت خطی افزایش می‌یابد. با کاهش کشش سطحی به کمتر از $0/04 \text{ m.N/m}$ این افزایش تسریع می‌گردد [۳].

۲- تأثیر بر روی منحنی تراوایی نسبی فاز غیر ترشونده: گروهی از محققین اثر کاهش کشش سطحی بر روی منحنی‌های تراوایی نسبی را بر خلاف نتایج قسمت قبل بر روی فاز غیر ترشونده عنوان نمودند [۴، ۷، ۸، ۱۰، ۱۱].

شدن جریان و ناهمگن بودن محیط متخلخل را نیز می‌توان از جمله مشکلات عملی به شمار آورد.

در این مقاله با توجه به دو فرض تراکم‌ناپذیری و غیرامتزاجی بودن سیالات تزریقی در روش‌های مرسوم تعیین تراوایی نسبی دو فازی، با مقایسه توابع نماینده گروه‌های ذکر شده به ارائه رابطه اصلاحی بهینه جهت تعیین توابع تراوایی نسبی معتبر پرداخته شده است. در این راستا بر اساس انجام آزمایش‌های جابه‌جایی سیال بر روی دو نمونه مغزه ماسه سنگی و دولومیتی و نمونه نفت سبک، سعی شده با به‌دست آوردن داده‌های تولیدی معتبر، از روش‌های Civan and Donaldson، JBN، و انطباق تاریخچه‌ای به‌عنوان روش‌های منتخب تحلیلی، نیمه تحلیلی و تمام عددی برای تعیین تابع بهینه تراوایی نسبی استفاده گردد.

آزمایشات جابه‌جایی سیال

در آزمایش‌های تزریق گاز، از دی اکسیدکربن به‌عنوان گاز تزریقی و از نفت سبک یکی از میداین غربی ایران به عنوان نفت مرده استفاده شده است. اطلاعات نفت و گاز مورد استفاده در جدول ۱ آورده شده است. آزمایش‌های تزریق بر روی دو نمونه سنگ (یکی ماسه سنگ و دیگری دولومیتی) یکی از میداین جنوبی ایران انجام شده است. خصوصیات هر دو نوع سنگ دولومیت و ماسه سنگ در جدول ۲ ارائه شده است.

برای طراحی صحیح آزمایش‌های جابه‌جایی تزریق نزدیک امتزاجی گاز به درون مغزه باید در ابتدا فشار امتزاجی گاز را به‌طور صحیح تعیین نمود تا بتوان با داشتن این فشار امتزاجی به‌عنوان پارامتر کنترلی، به شرایط نزدیک امتزاجی رسید. نتایج تعیین حداقل فشار امتزاجی در جدول ۳ نشان داده شده است. با توجه به دقت بالای روش ۱ و پس از آن ۲ و ۳ و نیز با توجه به وزن محاسباتی اختصاص داده شده به هر یک از روش‌ها، مقدار تخمینی حداقل فشار امتزاجی^۴ در شرایط دمایی اتاق برابر با ۱۰۲۴ psi تعیین شده است.

می‌شود، روش JBN می‌باشد. در این روش دو فرض اساسی وجود دارد که موجب ایجاد خطا می‌شود. این دو فرض عبارتند از عدم وجود فشار موینگی^۱ و در نظر نگرفتن نیروی ثقلی^۲ [۱۶]. همچنین در روش Modified JBN با در نظر گرفتن اشباع شدگی متوسط سیال فازتر کننده، سعی شده تا اثر فشار موینگی اصلاح و لحاظ گردد. ولی نکته منفی این روش این است که مجموع اشباع شدگی فازهای ترکنده و غیر ترکنده برابر یک نمی‌باشد [۱۹]. از مزیت‌های روش‌های نیمه تحلیلی نسبت به عمده روش‌های تحلیلی، حذف فرض عدم تأثیر فشار موینگی می‌باشد. به‌طوری‌که می‌توان از نرخ‌های تولید و تزریق هم ارز مخزن واقعی بهره جست. روش Toth و همکاران یکی از این روش‌ها محسوب می‌شود [۱۳]. در این حالت همچنان مشکل استفاده از داده‌های پس از گذردهی سیال تزریقی از مغزه، وجود دارد. در اینجا می‌توان به دو روش عمده Civan and Donaldson (۱۹۸۹) و Udegbunam (۱۹۹۱) اشاره کرد [۲۰ و ۲۱]. دسته دیگر روش‌های آنالیز نتایج، روش مربوط به روش انطباق تاریخچه‌ای^۳ یا همان روش‌های عددی می‌باشد که در آن‌ها سعی می‌شود تا با به‌کارگیری الگوریتم‌های بهینه‌سازی و نیز مدل‌سازی معکوس به مقادیر تراوایی نسبی حقیقی دقیق‌تر دست یافت. کار انجام شده توسط Archer and Wong (۱۹۷۳) به‌عنوان اولین پیشنهاد استفاده از روش‌های تمام عددی شناخته می‌شود [۲۲]. با توجه به اعمال داده‌های فشار موینگی در بخش شبیه‌سازی جریان، مشکل مربوط به فشار موینگی را می‌توان برطرف کرد. نکته قابل توجه در این روش‌ها عدم یکتایی جواب تابع تراوایی نسبی است که دلیل آن مربوط به تفاوت در انتخاب توابع نماینده انطباقی تراوایی نسبی می‌باشد [۲۳]. مسأله مهم در این روش‌ها به دست آوردن منحنی‌های تراوایی نسبی برای تمامی بازه اشباع شدگی است.

به‌طور کلی روش‌های غیرپایای تحلیلی و نیمه تحلیلی دارای چندین ضعف اساسی می‌باشد. بارزترین ضعف این روش‌ها به‌دست آوردن منحنی‌های تراوایی نسبی در بازه محدودتری از اشباع شدگی نسبت به روش‌های پایا می‌باشد. مسائلی همچون اثرات انتهای موینگی، انگشتی

1. Capillary Pressure
2. Gravity
3. History Matching
4. Minium Miscibility Pressurs (MMP)

جدول ۱- خصوصیات سیالات مورد استفاده در آزمایشات

مقدار	واحدها	پارامتر در شرایط استاندارد (۶۰ °F و ۱۴/۷ psi)
۴۱	API	شاخص دانسیته نفت
۳/۲۵	cP	ویسکوزیته نفت
۹۳/۱۸	g/mol	وزن مولکولی
۲۵۰	g/mol	وزن مولکولی C ₁₂₊
۰/۸۶	g/cc	دانسیته C ₁₂₊
۰/۰۱۴۴	g/cc	دانسیته گاز دی اکسید کربن
۰/۰۰۱۸۶	cP	ویسکوزیته گاز دی اکسید کربن

جدول ۲- خصوصیات سنگ‌های مورد استفاده در آزمایشات

پارامتر	واحدها	دولومیت	ماسه سنگ
طول مغزه (L)	cm	۵/۳۶۹	۴/۳۵
سطح مغزه (A)	cm ²	۱۱/۳۵	۱۱/۴۹
حجم خالی مغزه (PV)	cm ³	۸/۴۵	۵/۷۷
تخلخل (φ)	fraction	۰/۱۳۸۶	۰/۱۱۵۵
تراوایی مطلق (K)	mD	۱۶/۴	۲۲۲/۵۶

جدول ۳- مقادیر MMP حاصل از روش‌های موجود

روش‌ها	وزن روش‌ها	مقدار MMP (Psi)
شبیه‌سازی آزمایش لوله قلمی با نرم‌افزار تجاری E ۳۰۰	۳	۹۴۸
استفاده از نرم‌افزار تجاری CMG	۲	۱۱۸۶
استفاده از معادلات تجربی و نمودارهای موجود روش‌های گرافیکی	۱	۹۲۹/۲۲

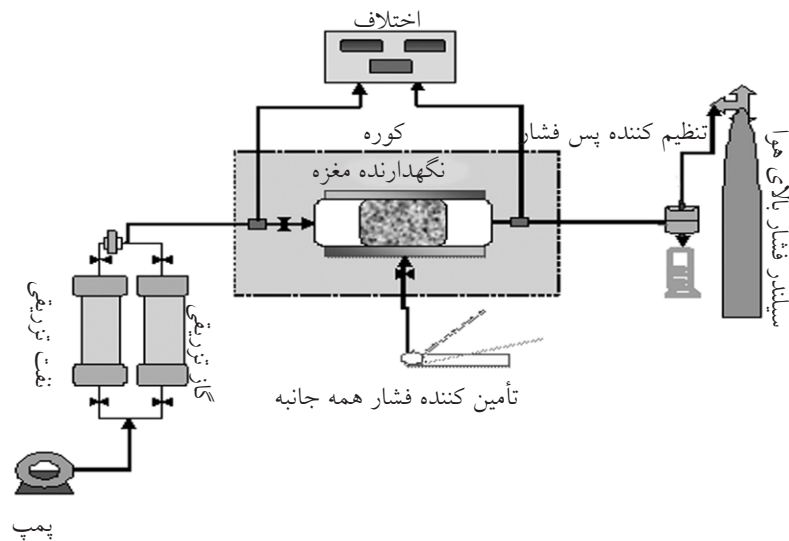
نشان می‌دهد. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، دستگاه فوق از یک عدد پمپ، دو عدد محفظه سیال، نگهدارنده مغزه^۱، تنظیم کننده پس فشار^۲، سیستم تأمین فشار همه جانبه^۳ و سیستم نرم‌افزاری نمایش گر دینامیک داده‌ها تشکیل شده است.

بر اساس مطالعه انجام شده در مقالات، میزان فشار لازم برای تامین شرایط نزدیک امتزاجی حدوداً ۸۰ الی ۸۵٪ کمترین فشار امتزاجی است که در اینجا حدوداً برابر با ۸۰۰ psi (تقریباً ۲۰۰ psi کمتر از MMP) می‌باشد [۲۴].

دستگاه تزریقی و روش انجام آزمایشات جابه‌جایی

در این آزمایش‌ها از روش ناپایا برای تزریق سیال گازی استفاده شده است. شکل ۱ شماتیکی از دستگاه تزریق را

1. Transfer Vessel
2. Core Holder
3. Back Pressure Regulator
4. Confining Pressure System



شکل ۱- شماتیک دستگاه تزریقی

در ابتدای انجام آزمایش‌های جابه‌جایی، مغزه توسط مواد حلال شستشو داده شده و پس از آن توسط نیتروژن داغ خشک می‌شود. پس از آماده‌سازی مغزه، وزن خشک آن گرفته شده و در ادامه مغزه توسط دستگاه اشباع کننده، اشباع می‌شود. اشباع در شرایط آب با شوری ۱۰۰۰۰ ppm انجام می‌گیرد. در ادامه با توجه به فرارگیری مغزه در دستگاه تزریقی و انجام آزمایش تزریق تک فازی سیال اشباع کننده (آب نمک)، میزان تراوایی مطلق مغزه تعیین می‌گردد. پس از به فشار رسیدن مغزه با انجام عملیات تخلیه، میزان آب غیر قابل کاهش برای نمونه مغزه ماسه سنگ و دولومیت به ترتیب برابر ۰/۱۸ و ۰/۲۳ اندازه‌گیری می‌شود. سپس با انجام فرآیند تزریق گاز با شرایط عملیاتی ذکر شده در جدول ۴ و ثبت داده‌های میزان گاز و نفت تولیدی به همراه افت فشار دینامیک، منحنی‌های تراوایی نسبی دو فازی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

استفاده قرار گرفته است. در روش سوم تابع نیمه تحلیلی Civan and Donaldson (۱۹۸۹) به‌عنوان حدس اولیه داده‌های تراوایی نسبی برای کاربرد در شبیه‌سازی تجاری دو فازی و تک بعدی به کار رفته است. سپس بر اساس تئوری انطباق تاریخچه‌ای و با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی سعی گردید تا نتایج تولیدی آزمایشگاه و شبیه‌سازی به هم نزدیک شوند. مقادیر نهایی تراوایی نسبی، به‌عنوان تراوایی نسبی حاصل از روش تمام عددی معرفی می‌شود. در روش JBN دو فرض اساسی مطرح است، یکی اینکه سرعت جریان سیال باید به قدری زیاد باشد که بتواند بر اثرات موینگی غلبه کند. این فرض مستلزم امتزاج‌ناپذیری و تراکم‌ناپذیر بودن سیالات است. فرض دیگر ثابت بودن سرعت در هر سطح مقطع جریان است. بر اساس محاسباتی که در ادامه در معادلات ۱ تا ۵ آورده شده، می‌توان منحنی‌های تراوایی نسبی را به دست آورد.

$$\frac{d\left(\frac{1}{W_i I_r}\right)}{d\left(\frac{1}{W_i}\right)} = \frac{f_o}{Kr_o} \quad (1)$$

$$W_i = \frac{1}{f} = \frac{1}{\frac{df}{ds}} \quad (2)$$

$$I_r = \frac{\frac{u}{\Delta P}}{\frac{u_s}{\Delta P_s}} \quad (3)$$

$$Kr_g = \frac{1-f_o}{f_o} \frac{\mu_g}{\mu_o} Kr_o \quad (4)$$

تعیین تراوایی نسبی و مدل‌سازی معکوس

در میان روش‌های تحلیلی روش JBN (۱۹۵۹) که مبتنی بر محاسبات مستقیم و بدون پیچیدگی محاسباتی می‌باشد، به‌عنوان یک روش تحلیلی نماینده انتخاب شده است. در دسته‌بندی بعدی از روش Civan and Donaldson (۱۹۸۹) به‌عنوان روش نیمه تحلیلی استفاده شده است. در نهایت روش تمام عددی برای تعیین تراوایی نسبی دو فازی مورد

جدول ۴- اطلاعات و آزمایشات تزریق گاز

مقدار	واحد	پارامترها
۰/۰۵	Cm ³ /min	دبی تزریق گاز
۳	PV	حجم تزریق
۸۰۰، ۶۵۰، ۵۰۰	Psi	میزان پس فشار اعمالی (BPR)
BPR +۷۰۰	Psi	فشار همه جانبه

$$f_1 = \frac{\frac{\mu_2}{K_{r2}} + \frac{K}{\mu}(\rho_1 - \rho_2)g \sin \theta + \frac{K}{\mu} \frac{\partial P_c}{\partial x}}{\frac{\mu_1}{K_{r1}} + \frac{\mu_2}{K_{r2}}} \quad (8)$$

$$f_2 = 1 - f_1 \quad (9)$$

بنابراین بر اساس معادلات ۶ تا ۹ می‌توان مقادیر تراوایی نسبی را به دست آورد و بر حسب اشباع گاز محاسبه شده از معادله ۵ منحنی آن را رسم نمود.

در روش تمام عددی انطباق تاریخچه‌ای، برای تعیین تراوایی نسبی دو فازی از مقادیر تراوایی نسبی به دست آمده از روش Civan and Donaldson به عنوان حدس اولیه شبیه‌ساز تجاری دو فازی و تک بعدی استفاده می‌شود. سپس با استفاده از الگوریتم بهینه‌ساز Conjugate Gradient بر اساس تغییرات تدریجی تابع کنترل تراوایی نسبی (x)، تابع هدف (F(x)) که همان قدرمطلق تفاوت دبی تولیدی و افت فشار حاصل از آزمایشگاه و شبیه‌سازی می‌باشد، کمینه می‌شود مراحل موجود در الگوریتم بهینه‌سازی به صورت فلوجارت در شکل ۲ نشان داده شده است. شبیه‌ساز به کار گرفته شده یک شبیه‌ساز ترکیبی^۱ با اطلاعات ذکر شده در جدول ۵ می‌باشد که مغزه مورد آزمایش را در مختصات شعاعی و در شرایط نزدیک امتزاجی تزریق گاز شبیه‌سازی می‌کند.

یکی از نکات بحرانی در روش‌های مدل‌سازی معکوس همراه با انطباق تاریخچه‌ای، انتخاب تابعیت مقادیر تراوایی نسبی می‌باشد که بر اساس این تابعیت مقادیر تراوایی نسبی در بازه‌های اشباع شدگی محاسبه می‌شود.

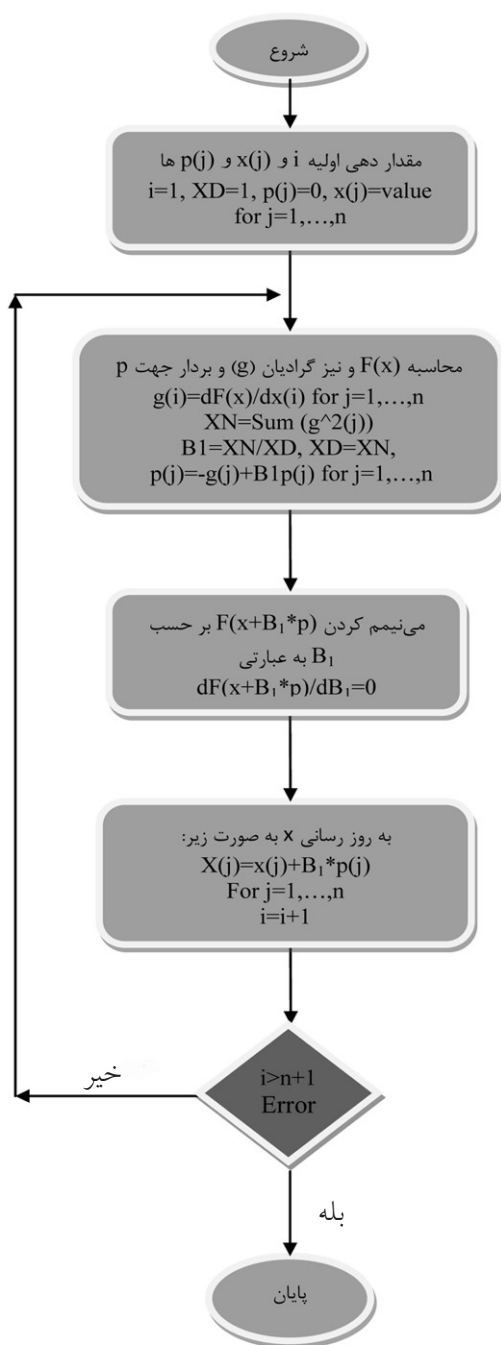
نتایج تراوایی به دست آمده از معادلات ۱ تا ۴ را می‌توان بر اساس اشباع فاز مهاجم (گاز) که از معادله ۵ به دست می‌آید، رسم نمود. در معادله ۵ اشباع گاز در خروجی مغزه را می‌توان بر اساس اشباع گاز متوسط که از موازنه مواد محاسبه می‌شود، تعیین نمود.

$$S_{g(2)} = S_{g(ave)} - W_i(f_o)_2 \quad (5)$$

روش Civan and Donaldson که اصلاح شده روش Toth و همکاران می‌باشد، فرض عدم تأثیر فشار موینگی با فرمولاسیون مبتنی بر تأثیر دادن ترم فشار موینگی در معادله داری فاز تر شونده یا غیر ترشونده را رفع می‌نماید [۲۰]. در این روش در فرمولاسیون انجام گرفته فرض بر وجود آزمایش جابه‌جایی تک‌بعدی سیالات تراکم ناپذیر بر روی مغزه هموزن می‌باشد. مقادیر تراوایی نسبی در این روش بر اساس حل هم‌زمان معادلات ۶ و ۷ به دست می‌آید که در آن‌ها سیال ۱ به عنوان سیال تر شونده و سیال ۲ به عنوان سیال غیر ترشونده در نظر گرفته می‌شود [۲۰]. برای حل هم‌زمان معادلات ۶ و ۷ لازم است کسر حجمی فاز ۱ و ۲ و همچنین ترم مشتق فشار موینگی بر حسب طول مغزه $(\frac{\partial P_c}{\partial x})$ تعیین گردد. ترم‌های کسر حجمی توسط معادلات ۸ و ۹ محاسبه می‌شود. ترم $(\frac{\partial P_c}{\partial x})$ نیز بر حسب ضرب دو ترم $(\frac{\partial P_c}{\partial S_g})$ و $(\frac{\partial S_g}{\partial x})$ تعیین می‌گردد. برای محاسبه ترم $(\frac{\partial S_g}{\partial x})$ از شبیه‌ساز و ترم $(\frac{\partial P_c}{\partial S_g})$ از روش‌های موجود از جمله Hawkins و همکاران استفاده شده است [۲۵].

$$\frac{K_{r1}\mu_2}{K_{r2}\mu_1} = \frac{f_1}{f_2} \left(1 - \frac{K_{r1}}{\mu_1} \frac{KA}{q_1} \frac{\partial P_c}{\partial x} \right) \quad (6)$$

$$\int_{S_{g0}}^{S_g} \left(1 - \frac{f_1 KA}{\mu_1 q_1} \frac{\partial P_c}{\partial S_1} \frac{\partial S_1}{\partial x} K_{r1} \right)^{-1} f_2 \frac{dP_c}{dS_1} dS_1 - \left(1 - \frac{f_1 KA}{\mu_1 q_1} \frac{\partial P_c}{\partial S_1} \frac{\partial S_1}{\partial x} K_{r1} \right)^{-1} f_2 \frac{dP_c}{dS_1} \left(\frac{\partial S_1}{\partial x} L + Q \frac{dS_1}{dQ} \right) + Q \frac{dS_1}{dQ} + \frac{L\mu_1 q_1}{KA} \frac{1}{K_{r1}} - \left(\Delta P - Q \frac{d\Delta P}{dQ} \right) = 0 \quad (7)$$



شکل ۲- فلوجارت الگوریتم بهینه‌سازی Conjugate

جدول ۵- اطلاعات لازم برای شبیه‌سازی ترکیبی مورد استفاده در انطباق تاریخچه‌ای

مقدار	واحد	پارامترها
۹	-	تعداد گریدبندی در طول Z
۱۰	ثانیه	بازه زمانی شبیه‌سازی (dt)
۸۰۰	psi	فشار ته چاهی (P _{bh})
۱۵۰۰	psi	فشار همه جانبه
۳ PV/۰/۰۵ cc/min	دقیقه	زمان تزریق

تراوایی نسبی دو فاز را تعیین نمود و منحنی‌های آن را در شرایط تزریق نزدیک امتزاجی رسم کرد. شکل ۳ منحنی تولید تجمعی نفت و افت فشار ثبت شده در طول مغزه ماسه سنگی در شرایط نزدیک امتزاجی (فشار ۸۰۰ psi) را نشان می‌دهد.

بر اساس محاسبات روش JBN و نیز اطلاعات تولیدی آزمایش‌های جابه‌جایی (شکل ۳)، منحنی تراوایی نسبی گاز-نفت به دست می‌آید که در شکل ۴ نشان داده شده است. تمامی منحنی‌های تراوایی نسبی رسم شده جهت مقایسه بهتر بر حسب اشباع نرمال می‌باشد که از رابطه ۱۰ به دست می‌آید. پس از تعیین منحنی فشار موینگی لازم و توزیع اشباع سیال (شکل ۵ الف، ب)، منحنی تراوایی نسبی نفت-گاز در شرایط آزمایش برای مغزه ماسه سنگی در شکل ۶ رسم شده است.

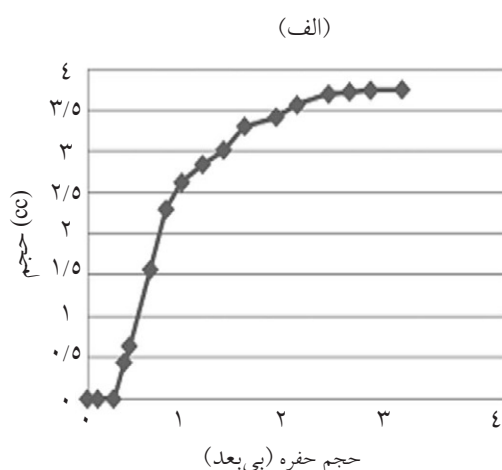
$$S_{g(norm)} = \frac{S_g - S_{g(min)}}{S_{g(max)} - S_{g(min)}} \quad (10)$$

در رابطه بالا $S_{g(max)}$ و $S_{g(min)}$ برابر با اشباع ماکزیمم و می‌نیمم گاز در خروجی مغزه در هنگام تزریق گاز می‌باشد. با استفاده از شکل ۶ به عنوان حدس اولیه تراوایی نسبی دو فاز نفت-گاز و انجام مراحل بهینه سازی، منحنی تراوایی نسبی نهایی که به عنوان تراوایی نسبی روش تمام عددی شناخته می‌شود، به دست می‌آید که این منحنی همراه با نتایج دو روش قبل برای مغزه ماسه سنگی در شکل ۷ رسم شده است.

تا کنون دو تابعیت مورد بررسی قرار گرفته که عبارتند از: تابعیت Corey و تابعیت Spline [۲۶ و ۲۷]. هر چند در تابعیت Corey مزیت اصلی سادگی و تعداد پارامتر پایین تراوایی نسبی برای تغییرات و ایجاد انطباق می‌باشد، ولی عدم دقت و صحت از اشکالات اساسی در این تابعیت محسوب می‌شود. در تابعیت Spline علی‌رغم پارامترهای کنترلی زیاد، دقت انطباق حاصل چندان بالا نیست. لذا در این مقاله از نوع سوم تابعیت استفاده می‌شود که در آن از تغییرات عددی چند قسمتی تراوایی نسبی بر اساس ناحیه‌بندی اشباع گازی برای ایجاد تغییرات تدریجی توابع تراوایی نسبی دو فاز نفت-گاز استفاده شده است. در این روش اشباع شدگی و مقادیر متناظر تراوایی نسبی به سه قسمت بالا، پایین و مقادیر میانه تقسیم‌بندی می‌شود. با توجه به تأثیر بالای مکانیزم کاهش کشش سطحی بین فازهای نفت و گاز در مقادیر بالاتر اشباع‌های گاز، داده‌های تراوایی نسبی متناظر با مقادیر میانه و بالای اشباع گاز را بیشتر مورد تغییر قرار می‌دهد. این روش بر خلاف روش‌های پیشین که با تغییر پارامترهای توابع موجود بسیاری از نقاط غیر لازم نیز تغییر می‌نمود، تنها با تغییر محدوده‌های لازم از لحاظ فیزیکی مسأله، انطباق به مراتب بهتری فراهم می‌شود.

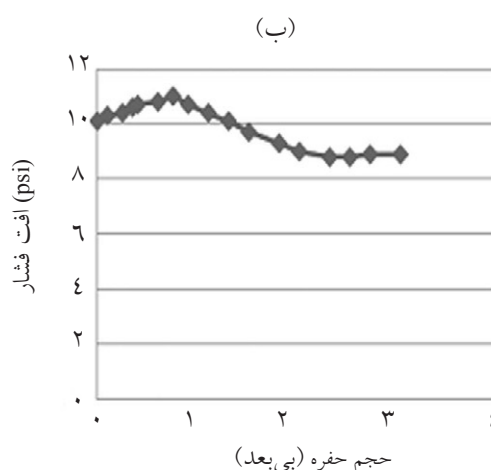
نتایج و بحث

پس از به دست آوردن نتایج آزمایش‌های جابه‌جایی و استفاده از روش‌های منتخب ذکر شده، می‌توان مقادیر

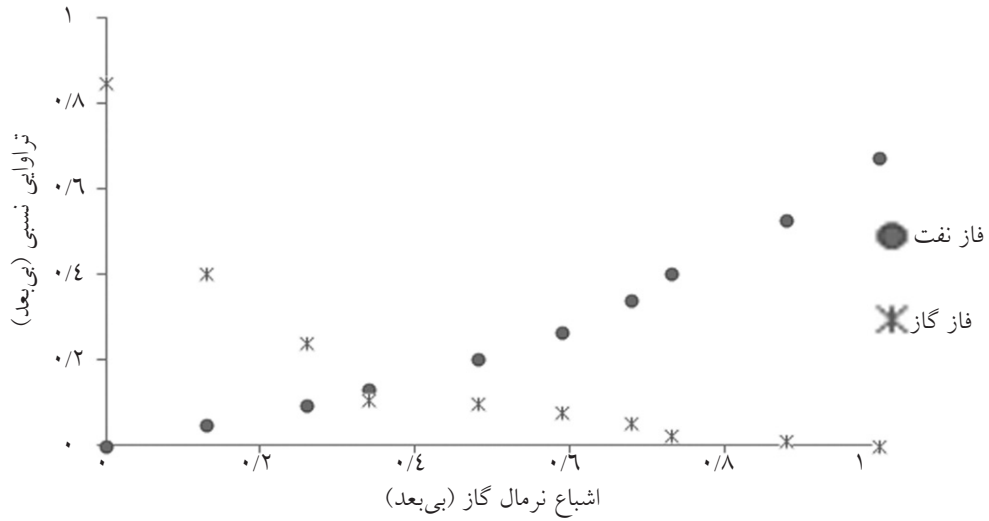


حجم حفره (بی‌بعد)

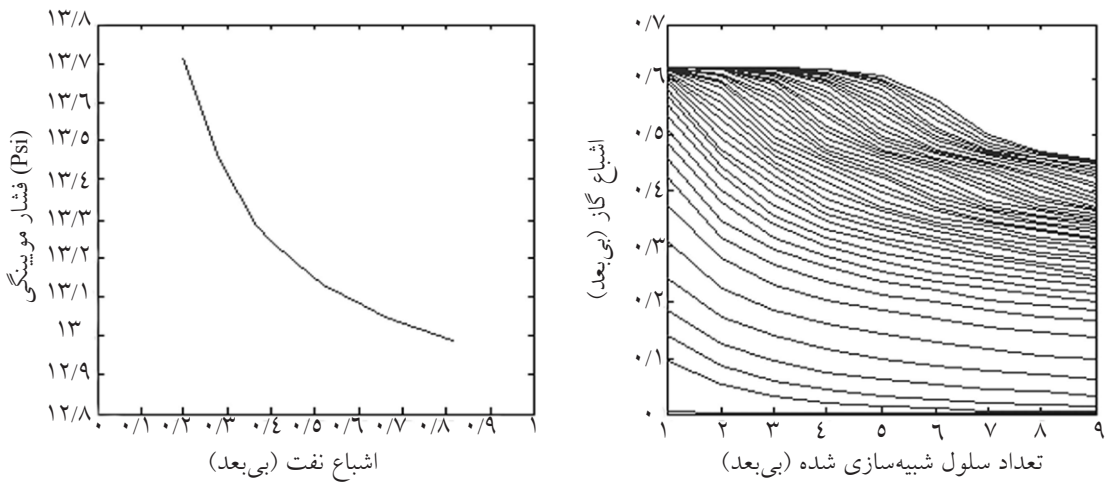
شکل ۳- الف) تولید تجمعی نفت و ب) افت فشار در دو سر مغزه ماسه سنگی



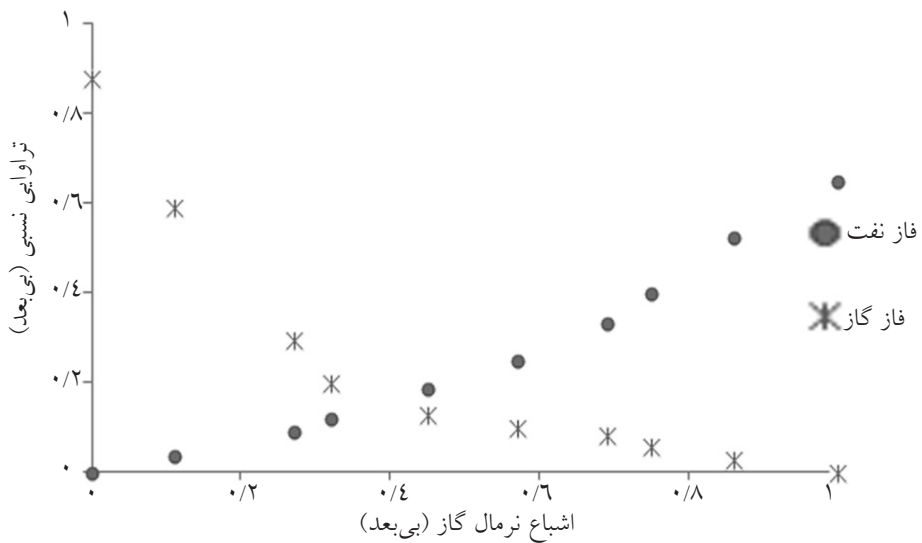
حجم حفره (بی‌بعد)



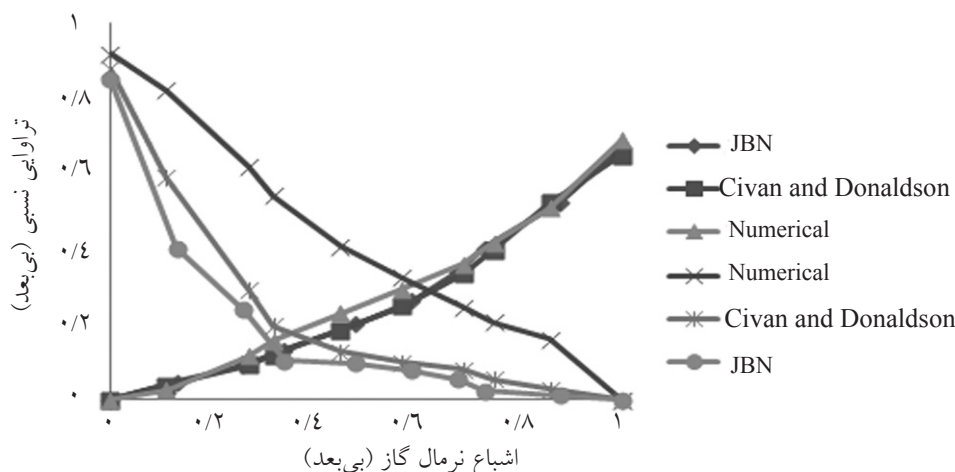
شکل ۴- تراوایی نسبی دو فاز نفت-گاز حاصل از روش JBN در شرایط نزدیک امتزاجی در مغزه ماسه سنگی



شکل ۵- الف) تغییرات فشار موینگی بر حسب اشباع نفت و ب) توزیع اشباع گاز در هر ۵۰ مرحله زمانی شبیه سازی در مغزه ماسه سنگی



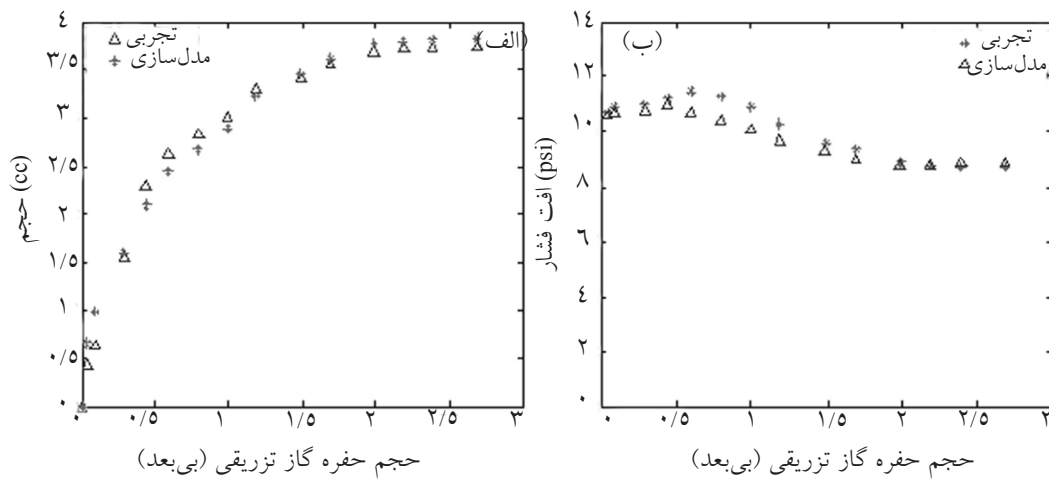
شکل ۶- منحنی تراوایی نسبی دو فاز نفت-گاز حاصل از روش Civan and Donaldson در شرایط نزدیک امتزاجی در مغزه ماسه سنگی



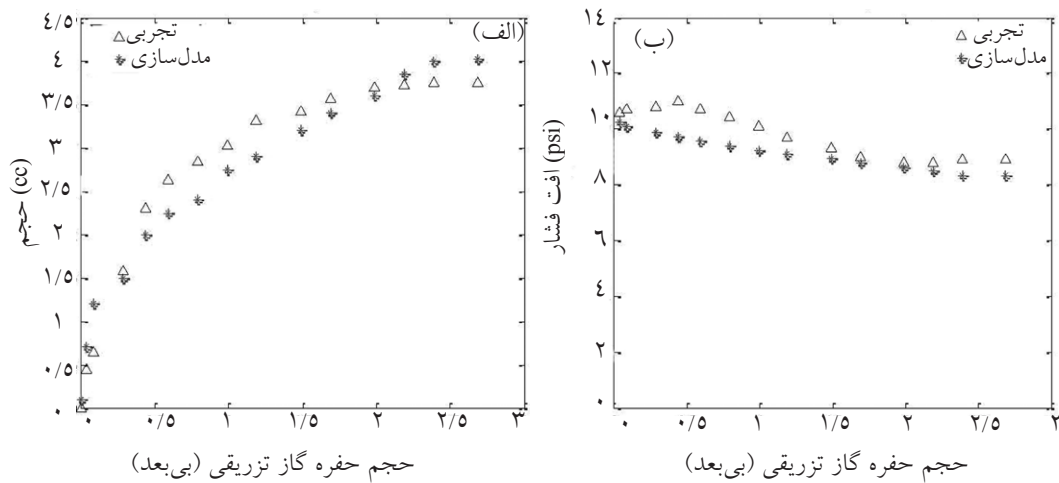
شکل ۷- مقایسه تراوایی نسبی دو فاز نفت-گاز حاصل از روش انطباق تاریخچه‌ای با روش‌های مرسوم در شرایط نزدیک امتزاجی در مغزه ماسه سنگی

می‌دهد. مطابق شکل ۱۰، تفاوت ذکر شده در نتایج تراوایی نسبی فاز نفت در مغزه دولومیتی نیز دیده می‌شود ولی این تفاوت نسبت به مغزه ماسه سنگی کمتر است که دلیل آن تولید تجمعی کمتر نفت و گذردهی سریع‌تر گاز و تغییرات بیشتر فشار موینگی در طول مغزه دولومیتی می‌باشد. با توجه به اینکه هیچ‌یک از مطالعات گذشته فرمولاسیون اصلاحی را جهت استفاده در بخش ورودی شبیه‌سازها در شرایط تزریق نزدیک امتزاجی ارائه نداده‌اند، در این مقاله با استفاده از پارامترهای بی‌بعد سنگ و سیال و نیز مقایسه روش بهینه با روش‌های مرسوم، رابطه اصلاحی برای به روز رسانی توابع تراوایی نسبی در نزدیکی شرایط نزدیک امتزاجی ارائه شده است. برای این منظور یک سری آزمایش در شرایط فشاری غیر امتزاجی، نزدیک امتزاجی انجام شد تا بتوان با بررسی عددی تغییرات تراوایی نسبی، تابعیتی را بر اساس اعداد بی‌بعد خواص سنگ و سیال ارائه داد. با توجه به توضیحات ارائه شده در بخش تعیین MMP سیال نفتی، روند فشاری ۵۰۰، ۶۵۰ و ۸۰۰ psi به‌عنوان شرایط غیر امتزاجی، گذرا به امتزاجی و نزدیک امتزاجی در نظر گرفته شد. با توجه به مقایسه انجام شده در بخش نتایج و دست‌یابی به این نتیجه که روش تمام عددی روشی بهینه برای تعیین توابع تراوایی نسبی دو فاز نفت-گاز در شرایط نزدیک امتزاجی می‌باشد، نتایج به‌دست آمده از این روش مربوط به تراوایی نسبی گاز-نفت در فشارهای تعیین شده در شکل‌های ۱۱ و ۱۲ برای دو نمونه ماسه سنگی و دولومیتی رسم شده است.

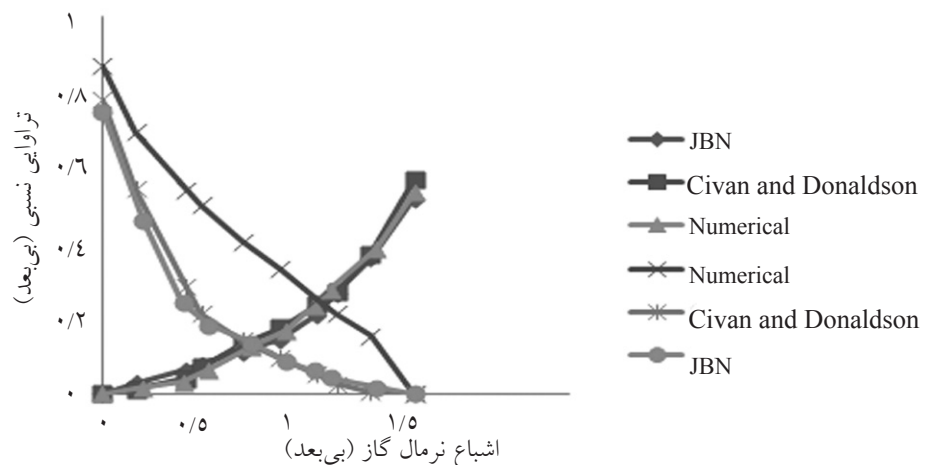
برای اطمینان از میزان اعتبار این نتایج (منحنی تراوایی نسبی حاصل از روش تمام عددی) و همچنین مقایسه آن با نتایج حاصل از به‌کارگیری روش‌های مرسوم از جمله JBN، در شکل‌های ۸ و ۹ به ترتیب منحنی انطباقی تولید تجمعی نفت و افت فشار به‌دست آمده از انطباق تاریخچه‌ای در مغزه ماسه سنگی و نیز نتایج مشابه در هنگام استفاده از روش JBN نشان داده شده است. در شکل ۹ می‌توان اثر حذف فشار موینگی در محاسبات را در نتایج اولیه افت فشار مشاهده نمود که این اثر در شکل ۸ دیده نمی‌شود. مطابق شکل ۷ منحنی تراوایی نسبی حاصل از روش تمام عددی، تفاوت زیادی در فاز تر شونده نفت نسبت به روش‌های نیمه تحلیلی Civan and Donaldson و JBN دارد و این تفاوت به دلیل وجود فرض‌هایی در معادلات جریان سیال آن‌ها است که در روش‌های غیر عددی ایجاد خطا می‌کند. برخی از این فرضیات عبارتند از: تراکم‌ناپذیری، غیر امتزاجی بودن سیالات و نیز عدم تأثیر فشار موینگی در معادلات. این تفاوت در منحنی‌های تراوایی نسبی فاز نفت موجب تخمین کمتر تولید نفت در شبیه‌سازها هنگام استفاده از توابع تحلیلی و نیمه تحلیلی می‌گردد. پس از اصلاح فرض‌های ذکر شده از طریق فرآیند انطباق تاریخچه‌ای، همان‌گونه که در شکل ۸ دیده می‌شود، انطباق نسبتاً خوبی بین نتایج حاصل از آزمایشگاه و نیز شبیه‌سازی عددی بر اساس توابع تراوایی نسبی دو فاز تمام عددی، برقرار می‌شود. شکل ۱۰ مقایسه بین روش‌های ذکر شده در مورد مغزه دولومیتی را نشان



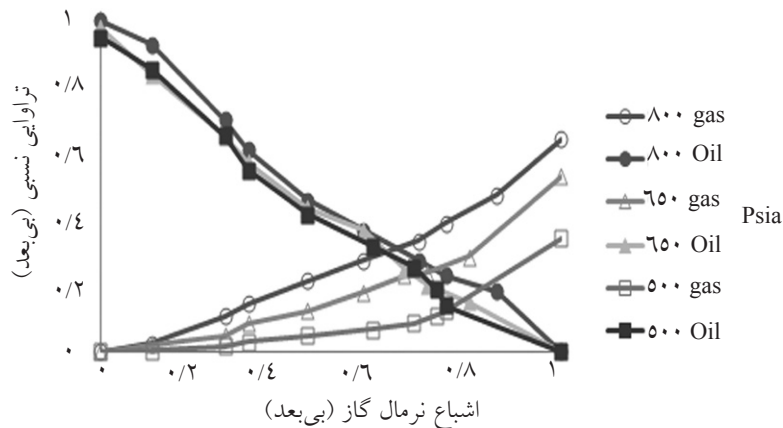
شکل ۸- نتایج الف) تولید تجمعی نفت و ب) افت فشار پس از مراحل بهینه سازی به دست آمده از روش های عددی و آزمایشگاهی در مغزه ماسه سنگی



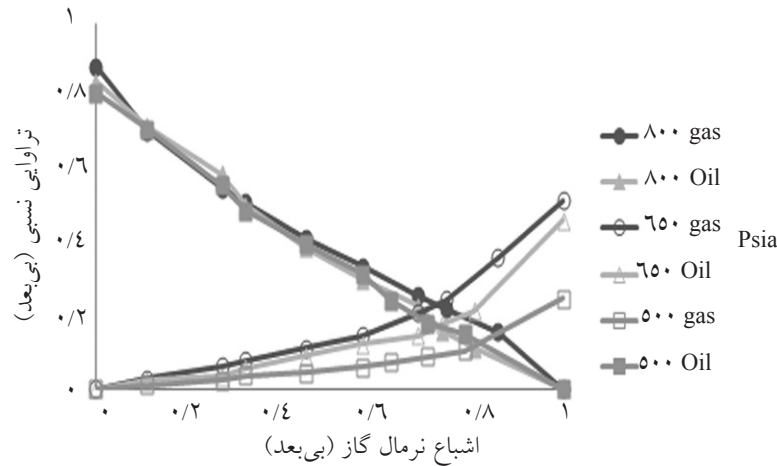
شکل ۹- نتایج الف) تولید تجمعی نفت و ب) افت فشار پس از مراحل بهینه سازی به دست آمده از روش های عددی و آزمایشگاهی بدون بررسی اثر فشار موینگی



شکل ۱۰- مقایسه تراوایی نسبی دو فاز نفت-گاز حاصل از روش انطباق تاریخیچه ای با روش های مرسوم در شرایط نزدیک امتزاجی در مغزه دولومیتی



شکل ۱۱- مقایسه تراوایی نسبی دو فازی نفت-گاز حاصل از روش انطباق تاریخچه‌ای در فشارهای مختلف در مغزه ماسه سنگی



شکل ۱۲- مقایسه تراوایی نسبی دو فازی نفت-گاز حاصل از روش انطباق تاریخچه‌ای در فشارهای مختلف در مغزه دولومیتی

محاسبات تراوایی متناظر با مقدار فشار بی بعد با استفاده از رابطه ۱۲ برای هر دو نمونه (ماسه سنگی و دولومیتی) در جدول ۶ ارائه شده است.

$$P_D = \frac{P}{MMP} \quad (11)$$

$$E = \frac{k_{rg(implicit)} - k_{rg(Civan\ and\ Donaldson)}}{k_{rg(implicit)}} * 100\% \quad (12)$$

در رابطه فوق، روش Implicit همان روش تمام عددی می باشد.

با توجه به اینکه اصلی ترین معیار برای بررسی نزدیک شدن به شرایط امتزاجی، پارامتر حداقل فشار امتزاجی (MMP) می باشد و همچنین در این سری آزمایش ها نیز تنها پارامتر آزاد مورد تغییر فشار است، لذا می توان فاکتور فشار بی بعد را بر حسب (MMP) طبق رابطه ۱۱ تعریف نمود و به صورت پارامتر کنترلی و اصلاحی در نزدیک به شرایط امتزاجی برای توابع تراوایی نسبی در نظر گرفت. بر اساس رابطه فشار بی بعد، خطاهای نسبی به دست آمده از

جدول ۶- تغییرات و خطای نسبی حاصل از محاسبات تراوایی نسبی

دولومیت		ماسه سنگ		مقدار IFT (m.N/m)	فشار بی بعد
E % (K _{rg})	E % (K _{rg})	E % (K _{rg})	E % (K _{rg})		
۲۲/۸	۲	۲۵/۱	۲/۵	۰/۰۳۱	۰/۷۸۱۲۵
۷/۵	۲/۲	۱۰/۵	۲/۲۵	۰/۸۱۲	۰/۶۳۴۷۶۶
۳/۱۵	۱/۷۵	۵	۲/۷۵	۳/۲۳۴	۰/۴۸۸۲۸۱

پارامتری کلیدی در الگوریتم بهینه‌سازی به حساب می‌آید که در روش نوین ارائه شده در این مقاله تغییرات بر اساس مقادیر تراوایی نسبی متناظر با اشباع بالایی و حد وسط گاز می‌باشد. مزیت این روش نسبت به روش‌های قبل، انطباق دقیق‌تر نتایج تولید و زمان اجرای کمتر است.

- تفاوت مقادیر تراوایی نسبی فاز تر شونده (نفت) به دست آمده از روش ضمنی با روش‌های متأثر از فشار موینگی (Civan and Donaldson) و نیز روش‌های غیر متأثر (JBN)، قابل توجه است. به طوری که استفاده از روش‌های مرسوم در شرایط نزدیک امتزاجی موجب تخمین کمتر مقادیر تراوایی نسبی فاز تر شونده و در نتیجه ایجاد خطا در تخمین نتایج تولیدی شبیه‌سازهای جریان می‌گردد. این تفاوت در میان مغزه ماسه سنگی نسبت به مغزه دولومیتی بیشتر می‌باشد که دلیل آن تولید تجمعی کمتر نفت، گذردهی سریع‌تر گاز و تغییرات بیشتر فشار موینگی در طول مغزه دولومیتی می‌باشد.

- به دلیل تغییرات بیشتر منحنی تراوایی نسبی فاز تر شونده در مقایسه با فاز غیر تر شونده، رابطه اصلاحی ارائه شده جهت تعیین تراوایی نسبی معتبر فاز تر شونده در شرایط نزدیک امتزاجی کاربرد دارد که بر اساس تابعیت اعداد بی‌بعد سنگ و سیال می‌باشد و نتایج مدل‌سازی معتبر و سازگار با نتایج آزمایشگاه را به همراه می‌آورد.

در ادامه با وارد نمودن پارامترهای $\frac{K}{\phi}$ و S_{wc} ، اثر سنگ در فرمولاسیون اعمال می‌شود. بنابراین فرمولاسیون اصلاحی ارائه شده براساس رابطه میزان خطای نسبی براساس تابعیت P_D ، $\frac{K}{\phi}$ و S_{wc} می‌باشد که می‌توان مقادیر به روز رسانده شده توابع تراوایی نسبی دو فاز گاز-نفت را از رابطه ۱۳ به دست آورد.

$$k_{ro}(\text{Im proved}) = k_{ro}(\text{Civan and Donaldson}) + a.p_D^b \quad (13)$$

$$a = A_1\left(\frac{k}{\phi}\right) + B_1(S_{wc}) + C_1$$

$$b = A_2\left(\frac{k}{\phi}\right) + B_2(S_{wc}) + C_2$$

پارامترهای $A_{1,2}$ ، $B_{1,2}$ و $C_{1,2}$ نیز برای دو نمونه ماسه سنگی و دولومیتی در جدول ۷ آورده شده است.

نتیجه‌گیری

- محاسبات روش انطباق تاریخچه‌ای بر اساس مدل‌سازی معکوس می‌باشد که در آن هدف اصلی می‌نیمم کردن تابع هدف (قدر مطلق تفاوت نتایج تولید عددی و آزمایشگاهی) بر اساس تغییرات تابع کنترلی (پارامترهای توابع تراوایی نسبی) است. در این روش نقص‌های موجود در روش‌های مرسوم از جمله عدم تراکم‌پذیری، امتزاج‌پذیری سیالات و تعیین مقادیر تراوایی نسبی برای قسمتی از بازه اشباع شدگی رفع شده است. - انتخاب روش تغییرات تراوایی نسبی برای نزدیکی نتایج تولید عددی و آزمایشگاهی (History Matching) یک

جدول ۷- ثابت‌های رابطه ارائه شده جهت محاسبه تراوایی نسبی

ضرایب a			ضرایب b		
C_1	B_1	A_1	C_2	B_2	A_2
۵۵/۳۴۵۲	۰/۲۷۳۹	-۰/۲۱۹۴	-۶۳/۰۴۶۲	۲/۴۴۲۴	۰/۶۵۳۸

علائم و نشانه‌ها

μ_g : لزجت گاز (cP)	W_i : حجم فضای خالی تزریقی (cm^3)
q_i : دبی تولید (cm^3/min)	Ir : تزریق‌پذیری نسبی
Q : تولید تجمعی (cm^3)	$f\theta_2$: جریان جزئی نفت در خروجی مغزه
ΔP : افت فشار دو سر مغزه (psi)	$Sg_{(ave)}$: اشباع متوسط گاز در مغزه
P_c : فشار موینگی (psi)	ΔP_s : افت فشار دو سر مغزه در ابتدای تزریق (psi)
θ : زاویه شیب مغزه	u_s : سرعت سیال تزریقی در ابتدای تزریق (cm/Sec)
PV : حجم تزریق	

مراجع

- [1]. Thomas F. B., Holowach N., Zhou X., Bennion D. B. and Bennion D. W., *Miscible or Near Miscible Gas Injection-which is better?* Hycal Energy Research Laboratories Ltd, SPE/DOE 27811, Presented in Ninth Symposium on Improved Oil Recovery held in USA, 17-20, Apr., 1994.
- [2]. Sohrabi M., Tehrani D. H. and Al-Abri M., *Performance of near-miscible gas and SWAG injection in a mixed-wet core*, SCA2007-26, Presented at the International Symposium of the Society of Core Analysis held in Calgary, Canada, pp. 10-12, Sep., 2007.
- [3]. Bardon C. and Longeron D., *Influence of Very Low Interfacial Tensions on Relative Permeability*, 53rd Annual Tech. Conf. and Exhib. SPE, Houston, TX, pp. 7609., 1978.
- [4]. Fulcher R. A., Ertekin T. and Stahl C. D. *Effect of capillary number and its constituents on two-phase relative permeability*, JPT 37 (2), pp. 249–260, 1985.
- [5]. Asar J. and Handy L. L., *Influence of interfacial tension on gas/oil relative permeability in a gas condensate system*, SPE Reserv. Eng. 3 (1), pp. 257, 1988
- [6]. Schechter D. S. and Haynes J. M. *Relative permeabilities of a near critical binary fluid*, Transp. Porous Media 9 (3), pp. 241–260, 1992.
- [7]. Henderson G. D., Danesh A., Tehrani D. H., Al-Shaidi S. and Peden J. M., *Measurement and correlation of gas condensate relative permeability by the steady-state method*, SPE Reserv. Eng. 1 (2), pp. 134–140, 1998.
- [8]. Blom S. M. P., Hagoort J. and Soetekouw D. P. N., *Relative permeability at near-critical conditions*, SPE J. 5 (2), 172–181, 2000.
- [9]. Moore T. F., Slobod R. L., *The effect of viscosity and capillarity on the displacement of oil by water*, Prod. Mon. 20, pp. 20–30, 1956.
- [10]. M.Al-Wahaibi C. A., Grattoni A. H., Muggeridge, *Drainage and imbibition relative permeabilities at near miscible conditions*, Journal of Petroleum Science and Engineering 53, 2006.
- [11]. MacDougall S. R., Salino P. A. and Sorbie K. S., *The effect of interfacial tension upon gas–oil relative permeability measurements: interpretation using pore-scale models*, SPE Annual Tech Conf. and Exhib. SPE, San Antonio, TX, p. 38920, 1997.
- [12]. Delclaud J., Rochon J., Nectoux A., *Investigations of gas/oil relative permeabilities: high-permeability oil reservoir application*, SPE Annual Tech. Conf. and Exhib. SPE, Dallas, pp. 16966, 1987.
- [13]. Toth J., Bodi T. and Civan F., *Convenient Formulae for Determination of Relative Permeability from Unsteady-State Fluid Displacements in Core Plugs*, Journal of Petroleum Science and Engineering 36 (2002) 33-44 pp. 291-298, 1982.
- [14]. Hussain F., SPE and Y.Cinar, SPE, University of New South Wales, and P.Bedrikovetsky, SPE, University of Adelaide, Comparison of methods for Drainage relative permeability Estimation from displacement tests, SPE 129678, 2010.
- [15]. Welge H. J., *A simplified method for computing recovery by gas or water drives*, Trans. AIME, 195, 91, 1952.
- [16]. Johnson E. F., Bossler D. P., and Naumann V. O., *Calculation of relative permeability from displacement*

experiments", Trans. AIME, pp. 216,310, 1959.

[17]. Jones S. C. and Roszelle W. O., "Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments", J. Pet. Technol., 5, 807, 1978.

[18]. Li K., Shen P. and Qing T. A., "New Method for Calculating Oil-Water Relative Permeability with Consideration of Capillary Pressure", Mechanics and Practice, 16(2), pp. 46-52, 1994

[19]. Kalbus J. and Christiansen R. L., "New Data reduction Developments for Relative Permeability Determination", SPE 30799, ATC & Exhibition, Dallas USA, pp. 22-25, Oct., 1995.

[20]. Civan F. and Donaldson E. C., "Relative permeability from unsteady state displacements with capillary pressure included", SPE Formation Evaluation 4(2), pp.189-193, 1989

[21]. Udegbuma E. O., "A fortran Program for Interpretation of Relative Permeability from Unsteady-State fluid Displacements with Capillary Pressure Included", Computer & Geosciences, 17(10), pp. 1351-1357, 1991.

[22]. Archer J. S. and Wong S. W., "Use of a reservoir simulator to interpret laboratory water flood data", SPE Journal 13(6), pp. 343-347, 1973.

[23]. Subbey S., Monfared H., Christie M. and Sambridge M. "Quantifying uncertainty in flow functions derived from SCAL data", Transport in Porous Media 65, pp. 256-286, 2006.

[24]. Bui L. H., Tsau J. S. and Willhite G. P., "Laboratory investigations of CO₂ near-miscible application in arbuckle reservoir", SPE, 129710, 2010.

[25]. Hawkins J. M., Luffel D. L. and Harris T. G., "Capillary pressure model predicts distance to gas/water, oil/water contact", Oil & Gas Journal, pp. 39-43, 1993.

[26]. Grattoni C. A. and Bidner .M. S., "History matching of unsteady state corefloods for determining capillary pressure and relative permeabilities", SPE. 21135, SP Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 30 August-3 Sept. 1997.

[27]. Basbug B. and Karpyn Z. T., "Determination of a relative permeability and capillary pressure curves using an automated history-matching approach", SPE 117767, SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting, pp. 11-15, Octo.r, Pittsburgh, PA, USA, 2008.