

استفاده از روش پاراکر در تعیین حداقل فشار امتزاجی و مقایسه‌ی نتایج با روش تحلیلی

سیدفؤاد آقامیری (استادیار)

سیدحامد صدرانی (کارشناس ارشد)

دانشکده‌ی فنی و مهندسی، گروه مهندسی شیمی، دانشگاه اصفهان

حداقل فشار امتزاج‌پذیری (MMP)^۱ مفهومی کلیدی در طراحی و اجرای فرایند ازدیاد برداشت به روش تزریق امتزاجی است. در این تحقیق محاسبات MMP با استفاده از دو روش تحلیلی و پاراکر انجام، و نتایج حاصله با داده‌های تجربی مقایسه می‌شوند. در روش تحلیلی محاسبات تبخیر ناگهانی منفی برای نفت مخزن و گاز تزریقی انجام و خط‌بست‌های اولیه و تزریقی که توسط خط‌بست‌های متقاطع به یکدیگر مرتبط می‌شوند، تعیین می‌شوند. حداقل فشار امتزاج‌پذیری، فشاری است که بر اثر آن طول یکی از خط‌بست‌های نفت اولیه تا تزریقی صفر شود. در روش دوم با توجه به تعریف MMP به عنوان پایین‌ترین فشاری که در آن کشش سطحی بین دو فاز صفر می‌شود، این کمیت بر اساس محاسبه‌ی کشش بین سطحی با مدل پاراکر تعیین می‌شود. محاسبات به روش تحلیلی با استفاده از معادلات حالت PR ^۲، SRK ^۳ و MNM ^۴ انجام می‌شوند. نتایج به دست آمده از مدل تحلیلی با روش آزمایشگاهی لوله قلمی^۵، و نتایج حاصل از مدل پاراکر با روش امحاء کشش سطحی (VIT)^۶ مقایسه می‌شود. بررسی انجام‌شده در مورد تأثیر ترکیب گاز تزریقی نیز نشان‌گر آن است که حضور اجزاء میانی در گاز تزریقی می‌تواند در کاهش MMP مؤثر باشد.

واژگان کلیدی: ازدیاد برداشت نفت، تزریق گاز امتزاجی، حداقل فشار امتزاجی، جابه‌جایی، معادله حالت، مدل پاراکر.

مقدمه

شده و بازیابی نفت در مسیر حفره‌های ریزسنگ مخزن را افزایش دهد. از جمله‌ی این حلال‌ها می‌توان از گازهای هیدروکربنی، دی‌اکسیدکربن، نیتروژن و گاز مایع (LPG) نام برد که با توجه به شرایط عملیاتی در تزریق گاز به کار می‌روند. تزریق گاز امتزاجی به نفت مخزن منجر به مجموعه‌ی از برهم‌کنش‌های پیچیده ولی قابل توصیف با تعادلات ترمودینامیکی خواهد شد که بر اثر آن اجزای گاز در نفت حل می‌شود و اجزای نفت به فاز گازی انتقال می‌یابد.^[۱] از جمله عوامل مؤثر بر امتزاج‌پذیری می‌توان به ترکیب سیال مخزن، ترکیب گاز تزریقی، فشار تزریق و دمای مخزن اشاره کرد که در این میان فشار تزریق تنها پارامتری است که می‌توان با تغییر آن برای یک ترکیب مشخص از گاز تزریقی، پدیده‌ی امتزاج را کنترل کرد. اما در بحث افزایش فشار توجه به یک نکته ضروری است: ضریب بازیافت نفت با افزایش فشار تا یک فشار خاص افزایش خواهد یافت و پس از آن ادامه‌ی این روند در افزایش ضریب بازیافت نفت بی‌تأثیر خواهد بود؛ این فشار مشخص (بهینه) را اصطلاحاً حداقل فشار امتزاج‌پذیری می‌نامند. بنابراین MMP فشار بهینه‌ی است که اگر جریان به صورت تک‌بعدی و بدون هرگونه پراکندگی ناشی از اختلاط باشد، کارایی جابه‌جایی نفت ۱۰۰٪ خواهد بود. لذا در این هنگام ضریب بازیافت نفت به بیشترین مقدار خود خواهد رسید.

با توجه به اتمام ذخایر زیرزمینی افزایش بازیافت نفت برای جهانیان از اهمیت فوق‌العاده‌ی برخوردار است. تزریق گاز هیدروکربنی در مخازن نفت یکی از قدیمی‌ترین روش‌های برداشت نفت است که به دو صورت امتزاجی و غیرامتزاجی سبب افزایش بازیافت نفت می‌شود. از جمله کاربردهای تزریق غیرامتزاجی، تزریق گاز در کلاهک گازی برای تثبیت فشار مخزن و تزریق در ستون نفتی به منظور جاروب ستون نفت است.

در تزریق غیرامتزاجی گاز تزریقی با نفت مخزن در تعادل نیست و تماس بین فازها منتج به انتقال جرم شده و خواص هر دو فاز تغییر می‌کند. در این حالت یک جریان دوفازی با سطح تماس مشخص در حفره‌ها قابل مشاهده است. بالابودن کشش سطحی و نیروی موئینگی در حفره‌های بسیار کوچک سبب به تله‌افتادن قطرات نفت می‌شود. با توجه به حجم بالای نفت به تله افتاده در کل مخزن و ناتوانی سازوکار تزریق گاز غیرامتزاجی در جابه‌جایی آن، استفاده از تزریق گاز امتزاجی پیشنهاد می‌شود. در روش جابه‌جایی امتزاج‌پذیر، از تزریق حلال استفاده می‌شود. این حلال می‌تواند با ایجاد یک جریان تک‌فازی باعث از بین رفتن نیروهای موئینگی

تاریخ: دریافت ۱۳۸۷/۴/۸، داوری ۱۳۸۷/۶/۲۵، پذیرش ۱۳۸۸/۶/۱۸.

از رایج ترین روش های تخمین حداقل فشار امتزاج پذیری در آزمایشگاه می توان به آزمایش لوله قلمی و آزمایش بالاروندهی حباب (RBA) اشاره کرد.^[۱] در روش لوله قلمی حداقل فشار امتزاج پذیری از ترسیم ضریب بازیافت نفت برحسب فشار به دست می آید که در آن نقطه‌ی شکست نشانگر MMP است.^[۲] براساس نتایج آزمایشگاهی روابط تجربی متعددی برای محاسبه‌ی MMP ارائه شده است که به تعدادی از آنها در این تحقیق اشاره شده است.^[۳-۵]

از آنجا که روابط تجربی محاسبه‌ی حداقل فشار امتزاج پذیری در محدوده‌ی خاصی از ترکیب نفت و گاز به دست آمده‌اند، استفاده از آنها در شرایط متفاوت معتبر و موثق نیست و تنها برای تخمین تقریبی و اولیه‌ی MMP مورد استفاده قرار می‌گیرند. از دیگر روش‌های به‌کار گرفته شده برای محاسبه‌ی حداقل فشار امتزاج پذیری، استفاده از مدل‌های تحلیلی با توجه به روابط ترمودینامیکی و معادلات حالت است که در این زمینه تحقیقات گسترده‌ی صورت گرفته است. در سال ۱۹۸۶ با استفاده از معادله‌ی حالت PR و قوانین اختلاط مختلف و نیز با توجه به اثرات سه تایی ناپکسان، معادله‌ی جدیدی برای پیش‌بینی MMP تحت رانش بخار گاز ارائه شد.^[۶] همچنین در سال ۱۹۹۶، با این فرض که در حداقل فشار امتزاج پذیری دو فاز در حال تعادل مایع و بخار اجزاء یکسانی دارند، MMP به‌عنوان فشاری معرفی شد که در آن ثابت‌های تعادل اجزاء برابر واحد است؛ و بر همین اساس رابطه‌ی برای تخمین MMP ارائه شد.^[۷] یکی از روش‌های موفق تخمین MMP در سال‌های اخیر نظریه‌ی تحلیلی بوده است. براساس این نظریه که مبتنی بر شناسایی خطبست‌های کلیدی در سیستم است، MMP فشاری است که در آن یکی از خطبست‌های کلیدی بحرانی شود. از جمله کارهای انجام گرفته در این زمینه می‌توان به کارهای وانگ و اور (۲۰۰۰-۱۹۹۷)^[۸] و جسن و همکارانش (۱۹۹۸)^[۹] اشاره کرد. در سال ۲۰۰۲ نیز محققین با استفاده از روش تحلیلی، روشی جدید برای محاسبه‌ی MMP و MME (حداقل ترکیب امتزاج پذیری) ارائه کردند که با کاهش تعداد معادلات و پارامترهای نامعلوم روش تحلیلی وانگ، سرعت انجام محاسبات را افزایش می‌داد.^[۱۱] در سال ۲۰۰۴ با استفاده از معادله‌ی حالت NM که ترم α آن از تطابق داده‌های ضریب دوم و ویرال و پتانسیل چاه مربعی^{۱۰} اصلاح شده است، MMP برای دو نوع نفت مخزن و دو نوع گاز تزریقی محاسبه و نتایج حاصله با معادلات PR و SRK مقایسه شد.^[۱۲] یکی از روش‌های آزمایشگاهی جدید برای محاسبه‌ی MMP امحاء کشش سطحی (VIT) است. این روش بر این اساس استوار است که فازهای گاز و نفت در دمای مخزن هنگامی به حالت امتزاج خواهند رسید که کشش سطحی بین دو فاز به سمت صفر میل کند. این روش آزمایشگاهی قادر به محاسبه‌ی MMP در مدت ۲ تا ۳ روز است که نسبت به آزمایش لوله قلمی که طی آن انجام محاسبه مستلزم ۴ الی ۶ هفته زمان است بسیار سریع‌تر است.^[۱۳] در سال ۲۰۰۴، با تجزیه و تحلیل نتایج آزمایشگاهی VIT و با پذیرش این نکته که در MMP کشش سطحی بین دو فاز صفر می‌شود، الگوریتمی برای محاسبه‌ی این فشار ارائه شد.^[۱۴] در این الگوریتم کشش بین سطحی با استفاده از مدل پاراکر و معادله‌ی حالت PR محاسبه می‌شود. مقایسه‌ی نتایج حاصله از آزمایش VIT و مدل ارائه شده بیانگر توانایی این الگوریتم است.

در این تحقیق ابتدا MMP برای تعدادی از مخازن نفتی به دو روش تحلیلی و پاراکر محاسبه و سپس با مقایسه‌ی نتایج حاصله، نقاط ضعف و قوت هر یک از روش‌ها تشریح شد. محاسبات نیز به کمک معادلات حالت PR، SRK و MNM انجام، و نتایج حاصل از آن با داده‌های تجربی نیز مقایسه شد. نتایج به دست آمده بیانگر توانایی معادلات حالت PR و SRK، در پیش‌بینی رفتار فازی هیدروکربن‌ها

بوده‌اند. همچنین در این کار نقش اجزاء میانی و سبک گاز تزریقی در تعیین MMP مورد بررسی قرار گرفت که نتایج نشانگر رابطه‌ی عکس MMP با غلظت اجزاء میانی گاز تزریقی بوده‌اند. از جمله کارهای انجام شده در این تحقیق نیز می‌توان به حساسیت دما بر مقدار MMP اشاره کرد. در این قسمت مشاهده می‌کنیم که MMP رابطه‌ی مستقیم با این کمیت دارد و با افزایش آن روند صعودی خواهد داشت. در ادامه با روش‌های تحلیلی و پاراکر جهت محاسبه MMP آشنا خواهیم شد.

تعیین حداقل فشار امتزاج پذیری به روش تحلیلی

در سال ۱۹۹۸ براساس نظریه‌ی تحلیلی و شناسایی خطبست‌های کلیدی مدلی برای محاسبه‌ی MMP ارائه شد.^[۱۵] طراح این مدل (وانگ) ادعا کرد که در اثر تزریق گاز به مخزن و تغییر شرایط ترمودینامیکی ترکیب درصد فازهای در حال تعادل تغییر خواهد کرد. برای دستیابی به فشاری که در آن امتزاج کامل رخ خواهد داد روش‌های آزمایشگاهی و تحلیلی به کار گرفته می‌شوند. در روش تحلیلی با انجام محاسبات تبخیر ناگهانی منفی^[۱۶] برای نفت مخزن در فشار مورد نظر ترکیب درصد فازهای مایع و بخار در حال تعادل مشخص خواهد شد. برای گاز تزریقی نیز همین عمل انجام می‌شود، با این فرض که سنگین‌ترین جزء نفت در تعادل مربوط به گاز تزریقی وجود خواهد داشت. خطبست‌های حاصل برای ارتباط میان فازهای در حال تعادل به دست آمده از تبخیر ناگهانی منفی نفت مخزن و گاز تزریقی را به ترتیب خطبست‌های نفت اولیه و تزریقی می‌نامند که توسط خطبست‌های متقاطع به یکدیگر مرتبط می‌شوند. برای سیستم دارای n_c جزء، $n_c - 1$ خطبست وجود دارد که دوتای آنها خطبست‌های نفت اولیه و گاز تزریقی هستند و مابقی $(n_c - 3)$ خطبست) خطبست‌های متقاطع نام دارند. هر جفت از خطبست‌های کلیدی یک نقطه‌ی برخورد دارند که توسط معادلات بقای جرم، و طبق رابطه‌ی زیر تعیین می‌شوند:

$$x_j^n [1 + (k_j^n - 1)S_n^n] = x_j^{n+1} [1 + (k_j^{n+1} - 1)S_n^{n+1}] \quad (1)$$

$$n = 1, \dots, n_c - 2; \quad J = 1, \dots, n_c - 1$$

که در آن x کسر مولی فاز مایع، k ثابت تعادل و S کسر فاز بخار است؛ اندیس‌های n و J نیز به ترتیب بیانگر خطبست و اجزاء هستند. با به دست آوردن خطبست‌های نفت اولیه و گاز تزریقی، و نیز با استفاده از معادله‌ی ۱ خطبست‌های متقاطع محاسبه می‌شوند. طول هر خطبست نیز از رابطه‌ی ۲ محاسبه می‌شود:

$$\ln n = \sqrt{\sum_{i=1}^{n_c} (y_i^n - x_i^n)^2} \quad n = 1, \dots, n_c - 1 \quad (2)$$

حداقل فشار امتزاج پذیری، فشاری است که طول یکی از خطبست‌های نفت اولیه تا تزریقی صفر شود که به آن خطبست بحرانی گفته می‌شود. حل معادله‌ی ۱ نیازمند یک سری برآوردهای اولیه‌ی مناسب است که با استفاده از روش گاز تزریقی تک جزئی به دست می‌آیند. در این روش نفت اولیه مخزن به صورت n_c جزء و گاز تزریقی به صورت یک جزء در نظر گرفته می‌شود. تمام خطبست‌های متقاطع با انجام یک سری تبخیر ناگهانی منفی با این فرض که در خطبست نفت اولیه تمام اجزاء حاضر در خطبست‌های بعدی به صورت پی در پی یک جزء ناپدید می‌شود، محاسبه می‌شوند. بنابراین در خطبست تزریقی فقط دو جزء دارای بیشترین و

داده شده‌اند. طبق این دو شکل خطبست بحرانی در هر دو حالت فقط وابسته به ترکیب نفت اولیه یا گاز تزریقی است. به بیان بهتر در سازوکار تبخیری ترکیب اولیه‌ی نفت به تنهایی کنترل‌کننده‌ی امتزاج است. همچنین در سازوکار میعانی (شکل ۲) مشاهده می‌کنیم که ترکیب گاز تزریقی به تنهایی کنترل‌کننده‌ی امتزاج است. بنابراین در روش تحلیلی به صورت سه شبه‌جزء با پذیرش این فرض که رانش امتزاج‌پذیری بین دو فاز فقط توسط یکی از این دو سازوکار صورت می‌گیرد، برای تعیین حداقل فشار امتزاج‌پذیری کافی است خطبست‌های اولیه و تزریقی تعیین و شرط بحرانی بودن یکی از دو خط ارضاء شود. بنابراین برای محاسبه‌ی MMP این الگوریتم به کار گرفته می‌شود:

۱. یک فشار پائین انتخاب می‌شود؛

۲. خطبست‌های اولیه و تزریقی با استفاده از روش تبخیر ناگهانی منفی به دست می‌آیند؛

۳. طول خطبست‌ها از معادله‌ی ۲ محاسبه می‌شود؛

۴. اگر طول هر یک از خطبست‌ها صفر شده است محاسبات خاتمه یافته و در غیر این صورت فشار افزایش یافته و به مرحله‌ی ۲ برمی‌گردیم.

با توجه به سادگی محاسبات بالا می‌توان خطبست‌های نفت با تعداد اجزای بالا را با سه شبه خانواده‌ی سبک، میانی، سنگین و گاز تزریقی را با دو گروه سبک و میانی مشخص کرد - البته با این فرض که سنگین‌ترین جزء نفت (+C₇) نیز در خطبست تزریقی باقی خواهد ماند. لازم به ذکر است قبل از انجام محاسبات، تعیین خواص بحرانی اجزاء لازم است. برای سیستم‌های سه جزئی که از اجزاء خالص تشکیل شده‌اند، تعیین این خواص به راحتی امکان‌پذیر است ولی برای مجموعه‌ی اجزاء که تشکیل دهنده‌ی برش‌های سبک، میانی و سنگین مثلث نمودار فازی‌اند، محاسبه‌ی این خواص طبق روابط میانگین مولی یا روابط تجربی ضرورت دارد. در مدل مورد استفاده، از روابط ارائه شده برای برآورد خواص بحرانی استفاده شده است.^[۱۷] برای تخمین خواص فیزیکی اجزاء رابطه‌ی ۴ ارائه شده است که در آن θ هر خاصیت فیزیکی و a تا f ثابت‌های هر خاصیت‌اند.^[۱۷] همچنین در این رابطه وزن مولکولی (MW) و چگالی نسبی (γ) به عنوان پارامترهای ورودی رابطه کاربرد دارند.

$$\theta = a(MW)b\gamma^c \exp[d(MW) + e\gamma + f(MW)\gamma] \quad (4)$$

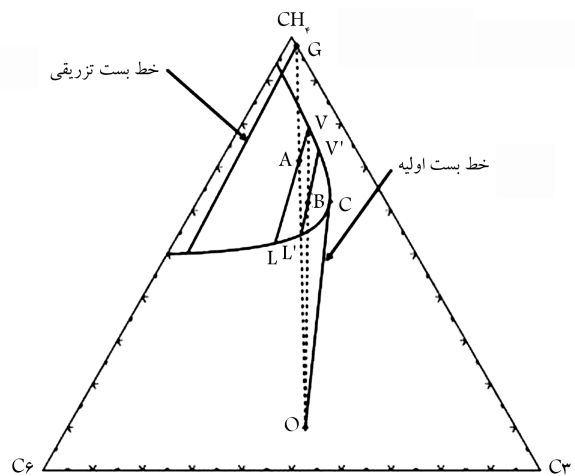
تعیین حداقل فشار امتزاج‌پذیری به روش پاراکر

جابه‌جایی امتزاجی نفت توسط گاز تزریقی زمانی رخ خواهد داد که امتزاج بین دو فاز حاصل شود. شرایط امتزاج بین دو فاز مستلزم کاهش کشش سطحی و در نهایت محو شدن آن است. به بیان دیگر هرگاه کشش سطحی (IFT) میان دو فاز صفر شود دو فاز با یکدیگر ممزوج می‌شوند و جابه‌جایی به صورت تک‌فاز خواهد بود. این نکته اساس روش آزمایشگاهی VIT برای تعیین شرایط امتزاج میان نفت و گاز تزریقی است.^[۱۳] در روش مذکور نسبت‌های معینی از نفت و گاز در شرایط مخزن با یکدیگر در سل آزمایش مخلوط و کشش بین سطحی در فشارهای مختلف اندازه‌گیری می‌شود. این روش قادر به محاسبه‌ی MMP ، فشار بهینه و حداقل ترکیب امتزاج‌پذیری (MMC)^[۱۱] است. منظور از حداقل ترکیب امتزاج‌پذیری، حداقل اشباع‌شدگی از گاز تزریقی است که در آن ترکیب خاص امتزاج میان دو فاز صورت گیرد. با توجه به تعریف حداقل فشار امتزاج‌پذیری

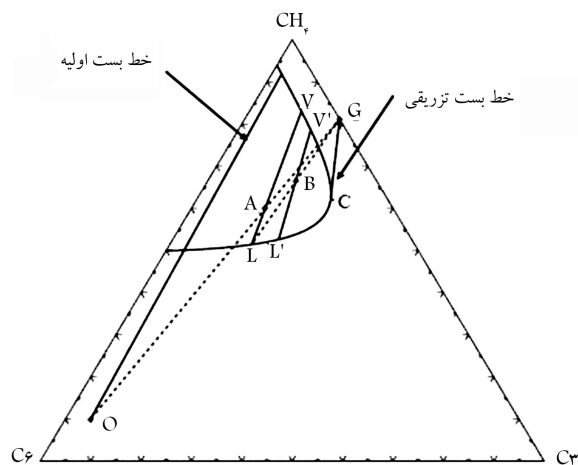
کم‌ترین ثابت تعادل باقی خواهند ماند، لذا با حذف سازنده Z از خطبست‌های n و $n+1$ ترکیب در نقطه‌ی تقاطع از رابطه‌ی ۳ محاسبه می‌شود:^[۱۵]

$$Z_i^n = x_i^n \left[\frac{K_i^n - K_j^n}{1 - K_j^n} \right], \quad i \neq j \quad (3)$$

با توجه به تعداد زیاد اجزای موجود در نفت خام، با استفاده از روش‌های مشخصه‌سازی این تعداد به ۱۱ تا ۱۶ ترکیب و شبه ترکیب کاسته می‌شود. با توجه به تعداد خطبست‌ها و تعداد ترکیب درصد‌های مجهول در هر خطبست همگرایی محاسبات بسیار سخت و شدیداً وابسته به حدس‌های اولیه خواهد بود. لذا به عنوان ساده‌سازی می‌توان نفت خام را به سه شبه ترکیب سبک، میانی و سنگین شبیه‌سازی کرد. در این صورت تنها دو خطبست اولیه و تزریقی وجود خواهد داشت. فشاری که در آن یکی از این دو خطبست بحرانی شود بیانگر MMP خواهد بود. در صورتی که امتزاج میان دو فاز گاز و نفت در اثر تبخیر اجزای میانی نفت و اشباع‌شدگی گاز تزریقی صورت بگیرد، خطبست نفت اولیه از نقطه‌ی بحرانی عبور و سازوکار تبخیری نامیده می‌شود. به طور مشابه در صورتی که امتزاج میان دو فاز گاز و نفت در اثر میعان اجزای میانی گاز و اشباع‌شدگی نفت باشد، خطبست تزریقی از نقطه‌ی بحرانی عبور و سازوکار میعانی نامیده می‌شود. در شکل‌های ۱ و ۲ به ترتیب سازوکارهای تبخیری و میعانی نمایش



شکل ۱. رانش گاز تبخیری در سیستم‌های سه‌تایی.



شکل ۲. رانش گاز میعانی در سیستم‌های سه‌تایی.

جدول ۱. ترکیب درصد نفت های ۱ الی ۴.

اجزاء	نفت (۱)	نفت (۲)	نفت (۳)	نفت (۴)
H_{TS}	-	-	-	۰٫۱۲۷
N_T	۰٫۰۰۷	-	-	۰٫۰۰۵۷
CO_2	۰٫۰۰۶	۰٫۰۴۴۹	۰٫۰۶۵۶	۰٫۰۰۸۲
C_1	۰٫۲۳۴	۰٫۲۰۷۱	۰٫۳۷۱۱	۰٫۳۵۱۳
C_2	۰٫۰۵۰	۰٫۰۴۸۱	۰٫۰۵۳۸	۰٫۱۰۱۵
C_3	۰٫۰۵۵	۰٫۰۴۰۹	۰٫۰۳۷۳	۰٫۰۶۹۵
IC_4	۰٫۰۲۱	-	-	۰٫۰۱۱۰
C_4	۰٫۰۳۹	۰٫۰۳۲۳	۰٫۰۲۶۱	۰٫۰۳۱۶
IC_5	۰٫۰۲۰	-	-	۰٫۰۲۲۹
C_5	۰٫۰۲۸	۰٫۰۲۴۷	۰٫۰۱۸۷	۰٫۰۱۷۴
C_6	۰٫۰۴۴	۰٫۰۲۹۸	۰٫۰۲۱۸	۰٫۰۳۶۸
C_7^+	۰٫۳۹۶	۰٫۵۷۲۳	۰٫۳۹۸۱	۰٫۳۳۰۴
مرجع	۲۰	۲۱	۲۱	۱۴

جدول ۲. ترکیب درصد گازهای A الی F.

اجزاء	گاز (A)	گاز (B)	گاز (C)	گاز (D)	گاز (E)	گاز (F)
H_{TS}	-	-	-	-	-	-
N_T	۰٫۰۰۷	۰٫۰۰۷	-	-	۰٫۰۱۰۸	۰٫۰۱۰۵
CO_2	۰٫۰۱۵	۰٫۰۱۳	۰٫۲۲۱۸	۰٫۱۷۷۵	۰٫۰۱۰۲	۰٫۰۱۰۱
C_1	۰٫۸۴۰	۰٫۶۳۹	۰٫۲۳۴۹	۰٫۳۸۷۸	۰٫۴۷۹۲	۰٫۴۶۴۵
C_2	۰٫۰۹۱	۰٫۱۱۱	۰٫۲۳۵۰	۰٫۱۸۸۰	۰٫۱۶۲۳	۰٫۱۶۴۶
C_3	۰٫۰۳۶	۰٫۱۰۳	۰٫۲۷۴۵	۰٫۲۱۹۶	۰٫۲۲۸۶	۰٫۲۳۷۰
IC_4	۰٫۰۰۶	۰٫۰۳۶	-	-	۰٫۰۳۹۲	۰٫۰۴۰۷
C_4	۰٫۰۰۵	۰٫۰۵۳	۰٫۰۳۳۸	۰٫۰۲۷۱	۰٫۰۶۰۰	۰٫۰۶۲۵
IC_5	-	۰٫۰۱۷	-	-	-	-
C_5	-	۰٫۰۱۴	-	-	۰٫۰۰۹۸	۰٫۰۱۰۲
C_6	-	۰٫۰۰۶	-	-	-	-
مرجع	۲۰	۲۰	۲۱	۲۱	۱۴	۱۴

برای انجام محاسبات پس از گروه بندی نفت خام به سه شبه ترکیب و گاز تزریقی به ۲ شبه ترکیب به نحوی که تمام بخش C_{7+} در سنگین ترین شبه جزء قرار گیرد، خواص این شبه اجزا از روش ریاضی و دابرت^[۱۷] محاسبه می شود. حداقل فشار امتزاج پذیری محاسبه شده از مدل برای نمونه های مورد بررسی در جدول ۳ آورده شده است. چگونگی تغییر طول خط بست های اولیه و تزریقی برای نفت ۱ با افزایش فشار تحت تأثیر گازهای تزریقی A و B در شکل های ۳ و ۴ نشان داده شده است. در شکل ۳ که مربوط به سیستم نفت 1 و گاز A است مشاهده می کنیم که با افزایش

به عنوان پایین ترین فشاری که در آن نقطه کشش سطحی بین دو فاز صفر می شود، الگوریتمی برای محاسبه حداقل فشار امتزاج پذیری بر اساس محاسبه کشش بین سطحی با مدل پاراکر ارائه شده است.^[۱۴] در این روش کشش سطحی به چگالی فازهای مایع و بخار، جرم مولکولی فاز مایع، و ثابت پاراکر مربوط می شود؛^[۱۸] برای محاسبه کشش سطحی میان نفت و گاز تزریقی رابطه ی ۵ پیشنهاد شده است:^[۱۴]

$$\sigma^{1/4} = \sum_{i=1}^n [(PCH)_i (Ax_i - By_i)] \quad (5)$$

که در آن σ کشش سطحی، PCH ثابت پاراکر، n تعداد کل اجزاء سیستم، و x_i و y_i به ترتیب کسر مولی جزء i در فاز مایع و بخار هستند. پارامترهای A و B مطابق رابطه ی ۶ و ۷ تعریف می شوند:

$$A = \frac{\rho_o}{62,4(MW_a)_L} \quad (6)$$

$$B = \frac{\rho_g}{62,4(MW_a)_g} \quad (7)$$

که در آنها ρ_o جرم ویژه فاز مایع، ρ_g جرم ویژه فاز گاز، $(MW_a)_L$ وزن مولکولی ظاهری فاز مایع، و $(MW_a)_g$ وزن مولکولی ظاهری فاز گاز هستند. الگوریتم محاسبه MMP با استفاده از مدل پاراکر را می توان چنین خلاصه کرد:^[۱۴]

۱. در صد ترکیب نفت اولیه و حلال (گاز تزریقی)، دمای مخزن، کسر مولی نفت در خوراک و خواص بحرانی اجزاء به عنوان ورودی خوانده شود.

۲. فشاری پایین تر از MMP حدس زده شود.

۳. ثابت های پاراکر برای اجزاء خالص و برش های هیدروکربنی محاسبه شود.

۴. محاسبات تبخیر ناگهانی منفی در دمای مخزن و فشار حدسی برای مخلوط انجام شود.

۵. جرم ویژه مایع و بخار با استفاده از معادله ی حالت محاسبه شود.

۶. با استفاده از معادله ی ۵، کشش سطحی محاسبه شود.

۷. تا صفر شدن کشش سطحی بر مقدار فشار افزوده شود و مراحل ۳ تا ۶ تکرار گردد.

۸. فشاری که در آن کشش سطحی صفر شود، همان فشار MMP است.

در بخش بعد محاسبه MMP برای تعدادی نفت مخزن و گاز تزریقی به هر دو روش تحلیلی و پاراکر ارائه خواهد شد.

محاسبه MMP با استفاده از روش تحلیلی

در این بخش MMP به روش مدل تحلیلی برای ۴ نوع نفت خام که تحت تأثیر گازهای تزریقی متفاوتی جابه جا شده، و داده های آزمایشگاهی برای آن در دسترس بوده است،^[۱۴] استخراج شده اند. مقدار MMP نفت های ۱، ۲ و ۳ به روش لوله قلمی و نفت ۴ به روش VIT اندازه گیری شده اند. در این قسمت نفت خام به صورت یک مخلوط شامل سه شبه جزء در نظر گرفته شده است. برای انجام محاسبات تعادلی تبخیر ناگهانی منفی از سه معادله ی حالت SRK و PR و MNM استفاده شده است. مشخصات نفت و گازهای تزریقی مورد بررسی در جدول ۱ و ۲ آورده شده اند.

جدول ۳. مقایسه مقادیر محاسبه شده حداقل فشار امتزاجی (Psia) توسط روش تحلیلی و آزمایشگاه.

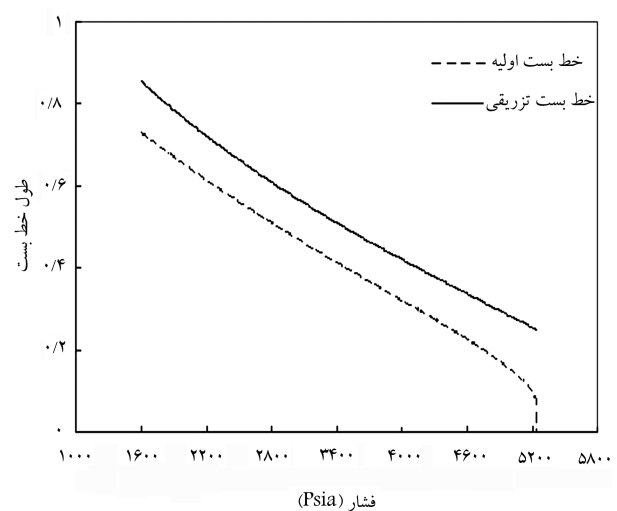
محاسبات	دما (°F)	محاسبه‌ی (PR)	err%	محاسبه‌ی (SRK)	err%	محاسبه‌ی (MNM)	err%	آزمایشگاهی	مرجع
نفت ۱- گاز A	۲۱۲	۵۲۳۵	۰٫۶۷۳	۵۲۰۵	۰٫۰۹۶	۵۴۶۰	۵٫۰۰	۵۲۰۰	۲۰
نفت ۱- گاز B	۲۱۲	۳۲۲۷	۲٫۲۱	۳۱۹۲	۳٫۲۷	۳۱۸۷	۳٫۴۵	۳۳۰۰	۲۰
نفت ۲- گاز C	۱۸۵	۲۲۱۶	۰٫۱۸	۲۲۹۷	۳٫۴۶	۲۱۱۱	۴٫۹۰	۲۲۲۰	۲۱
نفت ۳- گاز D	۱۸۵	۳۱۴۰	۰٫۲۲۲	۳۰۸۵	۱٫۹۷	۳۰۲۹	۳٫۷۴	۳۱۴۷	۲۱
نفت ۴- گاز E	۱۸۰	۲۲۸۵	۶٫۴۷	۲۳۰۱	۷٫۲۲	۲۴۰۴	۱۲٫۰۵	۲۱۴۶	۱۴
نفت ۴- گاز F	۱۸۰	۲۲۸۵	۱۲٫۵۶	۲۳۰۱	۱۳٫۳۴	۲۴۰۴	۱۸٫۴۲	۲۰۳۰	۱۴
ADD%	-	-	۳٫۷۲	-	۴٫۸۹	-	۷٫۹۲	-	-

$$ADD = \frac{100}{n} \sum_j^n |MMP_{cal,j} - MMP_{exp,j}| / MMP_{exp,j} \quad err = |MMP_{cal,j} - MMP_{exp,j}| / MMP_{exp,j}$$

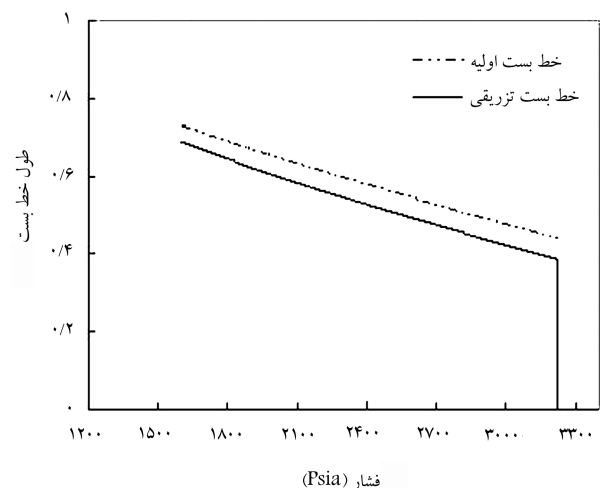
فشار طول خط‌بست اولیه کاهش و در نقطه‌ی MMP صفر شده است. بنابراین نوع سازوکار تبخیری است. در شکل ۴ نیز که مربوط به سیستم نفت ۱ و گاز B است، بحرانی شدن خط‌بست تزریقی نمایش داده شده است که نوع سازوکار آن میعانی بوده است. بنابراین از مزایای این روش می‌توان به تشخیص نوع سازوکار ناشی اشاره کرد. در محاسبات انجام شده مشاهده می‌کنیم، غیر از محاسبه‌ی نفت ۱ و گاز A که کم‌ترین خطا مربوط به معادله‌ی حالت SRK است، در دیگر محاسبات کم‌ترین خطا مربوط به معادله‌ی حالت PR بوده است. در استفاده از معادله‌ی حالت PR بیشترین خطا مربوط به محاسبه‌ی نفت ۴ و گاز F، و کم‌ترین خطا مربوط به نفت ۲ و گاز C بوده است. در معادله‌ی حالت SRK نیز بیشترین خطا مربوط به محاسبه‌ی نفت ۴ و گاز F و کم‌ترین خطا مربوط به محاسبه‌ی نفت ۱ و گاز A بوده است. همچنین در معادله‌ی حالت MNM کم‌ترین خطا به محاسبه‌ی نفت ۱ و گاز B و بیشترین خطا به محاسبه‌ی نفت ۴ و گاز F مربوط بوده است. از دیگر نتایج حاصل می‌توان به این نکته اشاره کرد که در ۶ محاسبه‌ی انجام شده با استفاده از مدل تحلیلی، معادله‌ی حالت PR با ۳٫۷۲ درصد کم‌ترین، و معادله‌ی حالت MNM با ۷٫۹۲ درصد بیشترین خطا را دارد.

از نکات قابل توجه در این بخش می‌توان به محاسبه‌ی MMP برای نفت مخزن ۴ که توسط دو گاز تزریقی E و F ممزوج شده است، اشاره کرد. در این دو محاسبه مشاهده می‌کنیم که MMP محاسبه شده توسط این مدل برای هر دو نوع گاز تزریقی و برای هر دو معادله‌ی حالت یکسان است. علی‌رغم این که گاز F نسبت به گاز E از اجزاء میانی (۱٫۷۵٪) اشباع شده است، در نتایج محاسبات تغییری مشاهده نمی‌شود. این نکته نشان‌گر آن است که خطای حاصل مربوط به نوع معادله‌ی حالت نیست بلکه ناشی از ضعف مدل است. برای این دو سیستم خط‌بست اولیه بحرانی شده که متشکل از ترکیب اولیه‌ی نفت است و بدین ترتیب ترکیب گاز تزریقی در نتیجه‌ی محاسبات بی‌تأثیر بوده است. با این حال تخمین MMP برای هر دو سیستم با خطای قابل قبولی همراه است.

در ادامه‌ی این بخش حساسیت دما در تعیین MMP نیز مورد بررسی قرار گرفت. برای این منظور برای ۶ نوع سیستم نفت‌وگاز (که برای هر یک ۴ دما در محدوده‌ی دمای مخزن منظور شده) محاسبات صورت گرفت. نتایج به دست آمده در جدول ۴ نشان داده شده است. در این جدول مشاهده می‌کنیم برای سیستم‌های مذکور با افزایش دما بر مقدار MMP افزوده شده است. به‌عنوان مثال در سیستم ۱ (نفت ۱- گاز A) نشان داده شده است که با تغییر دما در حدود ۲۰ درجه‌ی فارنهایت



شکل ۳. تغییرات طول خط‌بست‌های اولیه و تزریقی با افزایش فشار برای نفت ۱ و گاز A با استفاده از معادله‌ی حالت PR .



شکل ۴. تغییرات طول خط‌بست‌های اولیه و تزریقی با افزایش فشار برای نفت ۱ و گاز B با استفاده از معادله‌ی حالت PR .

جدول ۴. مقایسه مقادیر محاسبه شده حداقل فشار امتزاجی (Psia) توسط روش تحلیلی با تغییر دما.

محاسبات	دما (°F)	محاسبه‌ی (PR)	محاسبه‌ی (SRK)	محاسبه‌ی (MNM)
نفت ۱- گاز A	۲۳۰	۵۲۴۸	۵۲۱۴	۵۴۷۶
نفت ۱- گاز A	۲۱۲	۵۲۳۵	۵۲۰۵	۵۴۶۰
نفت ۱- گاز A	۱۹۲	۴۷۸۳	۴۷۱۸	۴۹۸۶
نفت ۱- گاز A	۱۷۲	۴۱۶۳	۴۰۶۶	۴۵۰۳
نفت ۱- گاز B	۲۳۰	۳۶۷۰	۳۶۳۷	۳۶۲۳
نفت ۱- گاز B	۲۱۲	۳۲۲۷	۳۱۹۲	۳۱۸۷
نفت ۱- گاز B	۱۹۲	۲۷۶۵	۲۷۲۸	۲۷۳۰
نفت ۱- گاز B	۱۷۲	۲۳۵۷	۲۳۳۶	۲۳۰۷
نفت ۲- گاز C	۲۰۰	۲۴۶۴	۲۵۵۱	۲۳۵۱
نفت ۲- گاز C	۱۸۵	۲۲۱۶	۲۲۹۷	۲۱۱۱
نفت ۲- گاز C	۱۷۰	۱۹۸۳	۲۰۵۹	۱۸۸۷
نفت ۲- گاز C	۱۵۵	۱۷۶۵	۱۸۳۵	۱۶۷۷
نفت ۳- گاز D	۲۰۰	۳۴۵۰	۳۳۹۲	۳۳۳۶
نفت ۳- گاز D	۱۸۵	۳۱۴۰	۳۰۸۵	۳۰۲۹
نفت ۳- گاز D	۱۷۰	۲۸۴۲	۲۷۹۳	۲۷۳۸
نفت ۳- گاز D	۱۵۵	۲۵۵۷	۲۵۱۷	۲۴۶۳
نفت ۴- گاز E	۱۹۵	۲۴۶۹	۲۴۸۶	۲۵۱۶
نفت ۴- گاز E	۱۸۰	۲۲۸۵	۲۳۰۱	۲۴۰۴
نفت ۴- گاز E	۱۶۵	۱۹۷۵	۱۹۹۸	۲۱۱۶
نفت ۴- گاز E	۱۵۰	۱۷۶۰	۱۷۸۳	۱۸۶۶

از روابط ریاضی و دابرت محاسبه شده است. ثابت پاراکر این شبه خانواده‌ها از روابط کتز و ویناگ^[۱۹] محاسبه می‌شوند. همچنین ثابت پاراکر سایر اجزای موجود در نفت خام و گاز تزریقی از روابط فانچی کسب می‌شود:^[۱۸]

$$P = A_0 + A_1(V_C) + A_2T_C + A_3H + A_4H^2 + A_5H^3 + (A_6/H) \quad (۸)$$

که در آن:

$$H = (V_C MW)^{0.6} (T_C)^{0.25} \quad (۹)$$

در معادلات ۸ و ۹، V_C حجم بحرانی، T_C دمای بحرانی و MW وزن مولکولی اجزا است. ضریب‌های A_0 تا A_6 نیز در دسترس است.^[۱۸] همچنین معادلات حالت به کار رفته شامل PR و SRK و MNM هستند. پس از محاسبات تبخیر ناگهانی منفی و بررسی شرایط هم‌گرایی، ثابت‌های تعادل اجزاء توسط معادلات حالت، جرم‌های ویژه مایع و بخار محاسبه می‌شود. در نهایت، کشش سطحی مطابق رابطه‌ی ۶ تعیین^[۱۹] و با ارضاء شرط آخر ($IFT = 0$) MMP محاسبه می‌شود.

در این روش دانستن نسبت‌های مولی نفت و گاز تزریقی در دستگاه VIT یکی از ورودی‌های برنامه است. در این بخش MMP را برای نفت مخزن ۴ که توسط گازهای E و F به صورت مجزا ممزوج شده است، محاسبه کردیم. در هر دو اختلاط شرایط دمایی ۱۸۰ درجه فارنهایت و نسبت‌های مولی گاز به نفت به ترتیب ۹ به ۱ بوده است. بدین ترتیب که ۱۰ درصد مول نفت به همراه ۹۰ درصد گاز (حلال) با یکدیگر مخلوط شده است. نتایج محاسبات نیز توسط ۳ معادله‌ی حالت PR ، SRK و MNM در جدول ۵ آورده شده است. همچنین نتایج با داده‌های آزمایش VIT مقایسه شد. تغییرات کشش سطحی با افزایش فشار نیز برای هر دو سیستم که توسط معادله‌ی حالت PR محاسبه شده است، در شکل ۵ نشان داده شده است.

در این شکل خط ناپیوسته بیانگر امتزاج نفت با گاز تزریقی E ، و خط ممتد بیانگر امتزاج با گاز F است. در هر دو امتزاج مشاهده می‌کنیم که با افزایش فشار، کشش سطحی کاهش یافته و در حداقل فشار امتزاج پذیری برابر صفر می‌شود. اختلاف مقادیر MMP محاسبه شده در دو سیستم بیانگر تأثیر غنی‌شدگی گاز تزریقی در تخمین این پارامتر است. با وجود درصد خطای بالاتر این مدل نسبت

جدول ۵. نتایج دو مدل تحلیلی و پاراکر در قیاس با داده‌های آزمایشگاهی.^[۱۴]

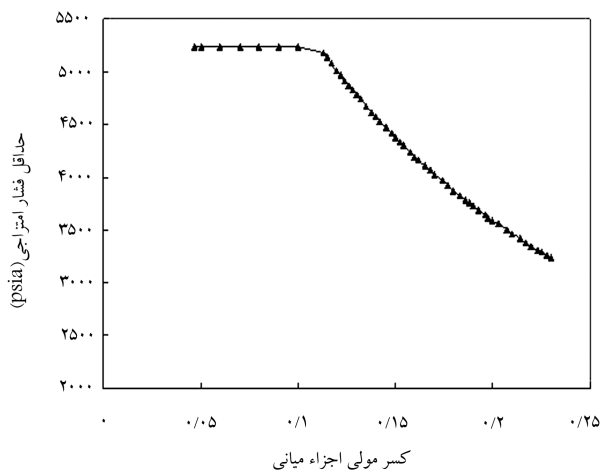
روش‌ها	نفت ۴- گاز E	نفت ۴- گاز F	ADD%
آزمایش VIT	۲۱۴۶	۲۰۳۰	-
مدل پاراکر (PR)	۲۴۰۸	۲۳۳۴	۱۳٫۵۵
مدل پاراکر (SRK)	۲۴۴۹	۲۳۷۳	۱۵٫۵
مدل پاراکر (MNM)	۲۵۸۶	۲۵۰۱	۲۱٫۸۵
مدل تحلیلی (PR)	۲۲۸۵	۲۲۸۵	۹٫۵۱
مدل تحلیلی (SRK)	۲۳۰۱	۲۳۰۱	۱۰٫۲۱
مدل تحلیلی (MNM)	۲۴۰۴	۲۴۰۴	۱۵٫۲۳

$$ADD = \frac{100}{n} \sum_j |MMP_{cal.j} - MMP_{exp.j}| / MMP_{exp.j}$$

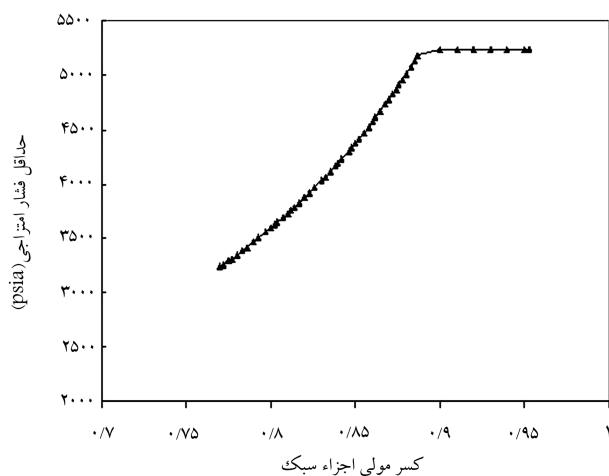
(۲۱۲ و ۱۹۲ درجه‌ی فارنهایت) اختلاف MMP نزدیک به ۴۰۰ پوند بر اینج مربع بوده است که این خود نشانگر تأثیر بالای این کمیت در تعیین شرایط امتزاج است. همچنین در دیگر محاسبات انجام شده وابستگی MMP به دما به وضوح نشان داده شده است. با توجه به مطالب ذکر شده می‌توان به ارتباط مستقیم کمیت دما با MMP و تأثیر شدید این کمیت بر دما اشاره کرد. دلیل این امر را نیز می‌توان چنین تشریح کرد: از آنجا که در MMP رفتار فازی گاز تزریقی و مایع یکسان شده و امتزاج رخ می‌دهد، با افزایش دما و تأثیر بیشتر آن روی رفتار گاز اختلاف این دو فاز بیشتر شده و امتزاج در فشار بالاتری رخ خواهد داد.

محاسبه‌ی MMP با استفاده از روش پاراکر

برای محاسبه‌ی کشش سطحی و تعیین MMP به کمک آن، از معادله‌ی ۵ استفاده می‌شود. برای این منظور بخش C_7+ نفت خام با استفاده از روش تفکیک موجود^[۲۱] به تعداد لازم از شبه اجزاء (بین ۳۱ تا ۳۴) تفکیک و با استفاده از روش یک پارچه‌سازی ویسون^[۲۲] به ۵ شبه خانواده تقسیم می‌شود. خواص فیزیکی این ۵ شبه خانواده



شکل ۶. تغییرات حداقل فشار امتزاج پذیری برحسب غلظت اجزاء میانی.

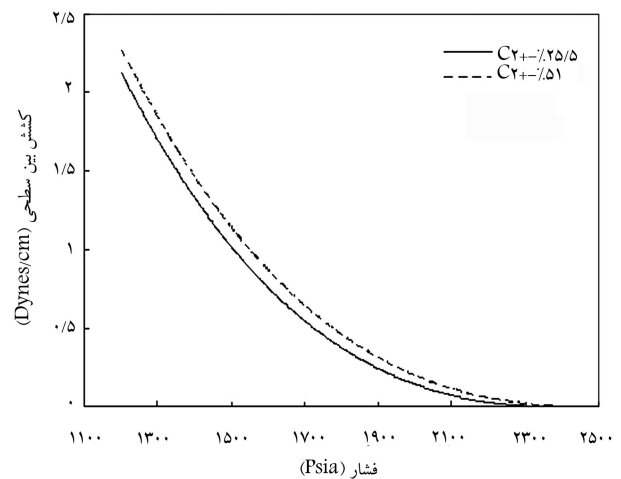


شکل ۷. تغییرات حداقل فشار امتزاج پذیری برحسب غلظت اجزاء سبک.

دارد. همچنین در بخش محاسبات با استفاده از روش پاراکر بر نقش حضور اجزاء میانی در تعیین MMP اشاره کردیم. برای سیستم‌های نفت ۴ و گازهای E و F مشاهده می‌کنیم که با افزایش ۱/۵ درصدی C_{2+} در گاز تزریقی بیش از $Psia$ از ۱۰۰ مقدار MMP کاسته شده است، که خود دلیلی بر نقش اجزاء میانی گاز در تعیین MMP است.

نتیجه‌گیری

در بخش اول این تحقیق از مدل تحلیلی سه تایی در انجام محاسبات استفاده کرده‌ایم. از مزایای این روش می‌توان بر کاهش حجم محاسبات، سرعت انجام محاسبات و تشخیص نوع سازوکار رانشی اشاره کرد. در این کار نشان داده شده است که درصد خطای بین مقادیر حاصل از مدل و داده‌های آزمایشگاهی تقریباً مناسب بوده است. از ضعف‌های این روش می‌توان به سیستم‌های نفت ۴ و گازهای E و F اشاره کرد که در هر دو سیستم نتایج به دست آمده توسط هر سه معادله‌ی حالت یکسان بوده است. برابری MMP برای هر دو سیستم با در نظر گرفتن این نکته که گاز F نسبت به گاز E اشباع شده، نامعقول است. اما به دلیل بحرانی شدن خط‌بست اولیه در هر دو سیستم، این روش قادر به تمایز بین دو سیستم نیست. با این حال به دلیل هزینه‌ی



شکل ۵. کاهش کشش سطحی با افزایش فشار (مخلوط نفت ۴ و گازهای E و F).

به روش تحلیلی، تمایز میان مقادیر محاسبه شده برای دو سیستم حائز اهمیت است. همان‌طور که پیش‌تر اشاره کردیم MMP برای هر دو سیستم توسط روش تحلیلی یکسان محاسبه شد. همچنین مقایسه‌ی بین نتایج دو مدل ذکر شده در جدول ۵ نشان داده شده است. در این جدول مشاهده می‌کنیم که در مدل پاراکر کم‌ترین خطا به معادله‌ی حالت PR و بیشترین خطا به معادله‌ی حالت MNM مربوط بوده است. همچنین در مقایسه‌ی دو مدل نشان داده‌ایم که درصد خطای مدل تحلیلی در هر دو محاسبه توسط سه معادله‌ی حالت به کار رفته، نسبت به مدل کشش سطحی با استفاده از مدل پاراکر، کم‌تر است. اما از ضعف‌های مدل تحلیلی با توجه به درصد خطای پایین‌تر نسبت به روش کشش سطحی می‌توان به برابری مقادیر MMP محاسبه شده در هر دو محاسبه اشاره کرد.

نقش ترکیب درصد گازهای تزریقی در تعیین حداقل فشار امتزاجی

پس از محاسبه‌ی حداقل فشار امتزاج پذیری برای چند جابه‌جایی مختلف در این قسمت به نقش ترکیب درصد گازهای تزریقی در تعیین MMP می‌پردازیم. همان‌طور که در جدول ۴ مشاهده می‌شود، تفاوت MMP محاسبه شده برای نفت ۱ و گازهای A و B بیش از $Psia$ ۲۰۰۰ بوده و این خود به نقش ترکیب درصد گازهای تزریقی در تعیین MMP دلالت می‌کند. برای اثبات این موضوع از اجزاء سبک گاز تزریقی A (جدول ۱) کاسته و بر اجزاء میانی آن افزودیم و در هر حالت حداقل فشار امتزاج پذیری را محاسبه کردیم.

در این قسمت از روش تحلیلی سه تایی به کمک معادله‌ی حالت PR استفاده کرده‌ایم. نمودار حداقل فشار امتزاج پذیری برحسب اجزاء میانی و سبک گاز تزریقی در شکل‌های ۵ و ۶ نشان داده شده است. نمودارهای حاصل به وضوح نشان می‌دهد که حضور اجزاء میانی و سبک در گاز تزریقی تا چه اندازه در محاسبه‌ی MMP نقش دارد. در شکل ۶ مشاهده می‌شود که با افزایش غلظت اجزاء میانی گاز تزریقی از مقدار MMP کاسته شده و امتزاج در فشار پائین‌تری صورت می‌گیرد. همچنین در شکل ۷، افزایش MMP برحسب افزایش غلظت اجزاء سبک نشان داده شده است. بنابراین با توجه به مثال ذکر شده به این نکته پی خواهیم برد که علاوه بر فشار تزریقی، ترکیب درصد گاز تزریقی نیز در امتزاج پذیری سیال مخزن و گاز نقش

است. همچنین مشاهده می‌کنیم که MMP محاسبه شده در هر دو سیستم توسط معادلات حالت به کار رفته بیشتر از MMP آزمایشگاهی بوده است. از دیگر نتایج حاصل در این بخش می‌توان به کاهش کشش سطحی میان دو فاز نفت و گاز با افزایش فشار اشاره کرد. در نهایت نقش ترکیب درصد گاز تزریقی در تعیین MMP مورد بررسی قرار گرفت. در این قیاس مشاهده شد که با افزایش غلظت اجزاء میانی و کاهش اجزاء سبک، مقدار MMP کاهش می‌یابد و امتزاج در فشار پایین‌تری صورت می‌گیرد. همچنین در بررسی معادلات حالت به کار رفته در دو مدل مشاهده می‌کنیم که معادله‌ی حالت PR در مقایسه با دو معادله‌ی حالت دیگر با خطای کم‌تری همراه است که این امر بر توانایی این معادله‌ی حالت در تعیین MMP دلالت می‌کند. همچنین بیشترین خطا به معادله‌ی حالت MNM مربوط بوده است.

بالا و وقت‌گیر بودن شیوه‌های آزمایشگاهی، می‌توان از این مدل به‌عنوان جایگزینی مناسب برای تخمین MMP استفاده کرد. همچنین در این بخش نشان داده شد که دمای سیستم از جمله عوامل مؤثر بر امتزاج‌پذیری است. در این بخش مشاهده می‌کنیم افزایش دما منجر به افزایش MMP شده که دلیل این امر را نیز می‌توان تأثیر شدید دما بر رفتار فازی گاز تزریقی و در نتیجه اختلاف بیشتر دو فاز نفت و گاز برشمرد.

بخش دوم این تحقیق به تعیین MMP به روش پاراکر می‌پردازد. در این بخش مشاهده می‌کنیم که با وجود درصد خطای بیشتر تخمین MMP نسبت به روش تحلیلی برای سیستم‌های نفت ۴ و حلال‌های E و F این روش قادر به تشخیص افزایش اجزاء میانی در حلال F شده است. دلیل این امر، اختلاف میان مقادیر MMP محاسبه‌شده است که خود یکی از مزایای این مدل نسبت به مدل تحلیلی

پانویس

1. minimum miscibility pressure
2. tie line
3. Peng-Robinson
4. Soave-Redlich-Kwong
5. Modified-Nasrifar-Moshfeghian
6. slim tube
7. vanishing interfacial tension
8. raising bubble apparatus
9. minimum miscibility enrichment
10. square well potential
11. minimum miscibility composition

منابع

1. Franklin, M., and Orr, J. *Theory of Gas Injection Processes*, Stanford University, Stanford, California, USA. (2001).
2. Elsharkawy, A.M.; Suez Canal, U.; Poettmann, F.H., and Christianson, R.L. "Measuring minimum miscibility pressure: slim-tube or rising-bubble method?", The paper was prepared for presentational the SPE/DOE Eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery held In Tulsa, Oklahoma, April 22-24, (1992).
3. Benham, A.L.; Dowden, W.E., and Kunzman, W.J. "Miscible fluid displacement prediction of miscibility", *J. Pet. Tech.*, pp. 229-237 (1960).
4. Firoozabadi, A., and Aziz, K. "Analysis and correlation of nitrogen and lean-gas miscibility pressure", Paper SPE 13669 Presented at the Annual technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Oct, pp. 2-5 (1986).
5. Kuo, S.S. "Prediction of miscibility for the enriched-gas drive process", Paper SPE 14152 September, pp. 22-25 (1985).
6. Benmekki, E.H.; Mansoori, G.A. "Accurate Vaporizing Gas-Drive Minimum Miscibility Pressure Prediction", Paper presented for presentation at the 61st annual technical Conference and Exhibition. New Orleans, LA, (1986).
7. Neau, E.; Auaullee, L., and Jaubert, J.N. "A new algorithm for enhanced oil recovery calculation", *Fluid Phase Equilibria*, **117**, pp. 265-272 (1996).
8. Wang, Y., and Orr, F.M. "Analytical calculation of minimum miscibility pressure", *Fluid Phase Equilibria*, **139**, pp. 101-124 (1997).
9. Wang, Y., and Orr, F.M. "Calculation of minimum miscibility pressure", *Journal of petroleum science and engineering*, **27**, pp. 151-164 (2000).
10. Jessen, K.; Michelsen, M.L., and Erling, E.H. "Global approach for calculation of minimum miscibility pressure", *Fluid phase Equilibria*, **153**, pp. 251-263 (2004).
11. Hua, Yuan, Russell, and Johns. T. "Simplified method for calculation of minimum miscibility pressure or enrichment", This paper was prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 29 September–2 October (2002).
12. Nasrifar, K., and Moshfeghian, M. "Application of an improved equation of state to reservoir fluids: computation of minimum miscibility pressure", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **42**, pp. 223-234 (2004).
13. Rao, D.N., and Lee, J.I. "Application of the new vanishing interfacial tension technique to evaluate miscibility condition for the terre nova offshore project", *journal of petroleum science Engineering*, **35**, pp. 247-262 (2002).
14. Ayirala, S.C., and Rao, D.N. "Application of the parachor model to the prediction of miscibility in multi-component hydrocarbon systems", *Journal of Physics: Condensed Matter*, **16**, pp. 2177-2186 (2004).
15. Wang, Y. *Analytical Calculation of Minimum Miscibility Pressure*, PhD Thesis, Stanford university, USA, (1998).
16. Whitson, C., and Michelsen, M.L. "The negative flash", *Fluid phase Equilibria*, **86**, pp. 51-71 (1989).

17. Riazi, M.R., and Daubert, T.E. "Characterization parameters for petroleum fractions", *Ind. Chem. Res.*, **26**(24), pp. 755-759 (1987).
18. Fanchi, J.R. "Calculation of parachors for composition simulation", *J. Pet. Tech.*, pp. 2049-2050 (1985).
19. Weinaug, C., and Katz, D.L. "Surface tension of methane-propane mixtures", *Ind. Eng. Chem.*, **25**, pp. 35-43 (1943).
20. Hern, C.L., and Whitson, C. "Evaluating miscible and immiscible gas injection in safah field, oman", Paper SPE 29115 (1995).
21. Zick A.A. "A combined condensing/vaporizing mechanism in the displacement of oil by enriched gases", Paper SPE 15493 (1986).
22. Ahmad, T.; Cady, G., and Story, A. "A generalized correlation for characterizing the hydrocarbon heavy fractions", Paper SPE 14266, presented at the 60th Annual Technical Conferences of the SPE, held in Las Vegas, September 22-25 (1985).
23. Whitson, C. "Characterizing hydrocarbon plus fractions", Paper EUR 183, presented at the European Offshore Petroleum Conference held in London, October 21-24 (1980).

