

ارائه روش کاری نوین جهت تعیین حداقل فشار امتزاجی گاز دی اکسید کربن در یکی از مخازن نفتی کشور

محمد پروازدوانی^{۱*}، مهدی حسنونند^۲، حامد همت پور^۱

^۱ پژوهشکده مطالعات مخازن، پژوهشگاه صنعت نفت

^۲ پژوهشکده مهندسی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت

چکیده:

فرایند تزریق گاز به عنوان یکی از مهمترین روش های ازدیاد برداشت مطرح می باشد. به دلیل ماهیت تماس چند گانه گاز دی اکسید کربن با فاز نفت برای امتزاج، تعیین مقدار حداقل فشار تماس چندگانه دقیق به عنوان یکی از شرایط عملیاتی، همواره چالش بر انگیز بوده است و روش های گوناگون مقادیر متفاوتی را برای حداقل فشار امتزاجی گزارش می نمایند.

در این مقاله سعی شده است تا با ارائه روش کاری مدون حداقل فشار امتزاجی صحیح بر اساس مقایسه نتایج شبیه سازی تزریق گاز در فشارهای مختلف تزریق تعیین گردد. مقایسه انجام شده بر اساس میزان اشباع نفت در اطراف چاه های تزریقی می باشد. بدین صورت که حداقل فشار تزریق که در آن اشباع نفت کمتر از میزان اشباع غیر قابل کاهش گروه سنگی شده است، به عنوان حداقل فشار امتزاجی گزارش می گردد.

نتایج شبیه سازی نشان می دهد که روش شبیه سازی ترکیبی حداقل فشار امتزاجی معتبری را نسبت به سایر روش های موجود ارائه می نماید که تطابق قابل قبولی با نتایج آزمایشگاه دارد. از این روش کار می توان برای تعیین حداقل فشار امتزاجی برای سایر گازهای تزریقی جهت شبیه سازی تزریق گاز استفاده نمود.

کلید واژه: تزریق گاز، دی اکسید کربن، فشار امتزاج، شبیه سازی، روابط تجربی

* تهران، پژوهشگاه صنعت نفت، پژوهشکده مطالعات مخازن، پست الکترونیکی: parvazdavanim@ripi.ir

Presenting the New Work-Flow in Determination of Minimum Miscibility Pressure of CO₂ in One of the Iranian Oil Reservoir

M. Parvazdavani^{1*}, H. Hemmatpour¹, M. Hasanvand¹

¹ Reservoir Studies Center, Research Institute of Petroleum Industry

Abstract

Gas injection is one of the common EOR methods. Due to multi contact miscibility condition of CO₂ in oil phase, determination of Minimum Miscibility Pressure (MMP) as the operational criteria is the main challenging problems in miscible CO₂ injection and available methods reported the different values based on different algorithms.

In this paper, it was tried to determine the accurate MMP based on the new work flow, comparison of the simulation results in different simulation cases. This comparison was based on oil saturation around the wellbore region of injection wells. Finally the case in which the oil saturation around the wellbore reached lower than the residual oil saturation in specific rock type was reported as the MMP.

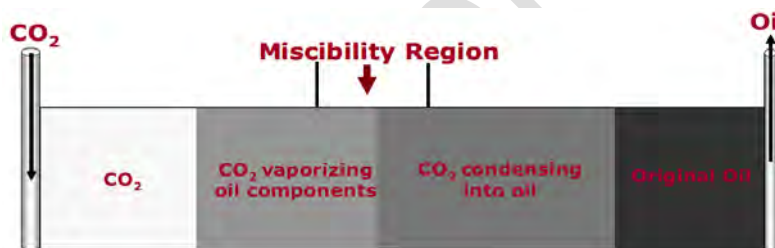
Results showed that the compositional simulation presented more accurate MMP compared to other methods that has the acceptable match with the laboratory result. This work flow can be used to determine the accurate MMP in gas injection in order to simulate the process more precisely.

Key words: Gas injection, CO₂, Miscible pressure, Simulation, Empirical Correlation

۱. مقدمه:

امروزه فرایند تزریق گاز بعنوان یکی از روش های متداول ازدیاد برداشت استفاده می گردد. یکی از مکانیسم های موثر دی اکسید کربن در جاروب^۲ نفت، کاهش کشش سطحی می باشد که در اثر حل شدن آن در نفت حاصل می شود [۱]. در این شرایط جریان بصورت تک فازی عمل می کند و امکان به دام افتادن سیالات در گلوگاهها وجود ندارد. این مکانیسم در فشارهای بالاتر از فشار امتزاج بسیار بارز و موثرتر واقع می شود. بنابراین تعیین حداقل فشار امتزاج تزریق جهت تعیین کارایی صحیح گاز دی اکسید کربن بسیار مهم می باشد.

امتزاج بین نفت و دی اکسیدکربن از طریق تماس چندگانه رخ می دهد. امتزاج پذیری در تماس های متوالی با فاز متراکم دی اکسیدکربن و هیدروکربن مایع آغاز می گردد. ابتدا دی اکسیدکربن به داخل نفت وارد می شود و آن را سبک تر می کند و اغلب نیز با خارج کردن متان آن را به جلوی جبهه نفت می راند. اجزاء سبکتر نفت به داخل فاز غنی از دی اکسیدکربن تبخیر می گردند و آن را متراکم تر و شبیه تر به نفت می کنند و در نتیجه راحتتر در نفت حل می گردد. انتقال جرم بین دی اکسیدکربن و نفت ادامه میابد تا اینکه دو مخلوط بر اساس خواص سیالات غیر قابل تمایز می گردند (شکل 1)، [۲].



شکل ۱. نمایی شماتیک از چگونگی امتزاج دی اکسیدکربن و نفت از طریق مکانیزم میعان/تبخیر [۳]

در نحوه رسیدن به امتزاج طی تماس چند گانه، دو مکانیسم عمده مورد توجه است، تبخیر^۳ و میعان^۴. در مکانیسم تبخیر فرض بر آن است که ترکیب درصد نفت در طی فرایند امتزاج ثابت باشد و تنها ترکیب درصد گاز تزریقی به سمت غنی تر شدن تغییر کند. بهترین وسیله برای نشان دادن پدیده مذکور استفاده از نمودارهای فازی سه گانه^۵ است (شکل ۲) [۴].

*Reservoir Studies Center, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran, Email: parvazdavanim@ripi.ir

² Sweep

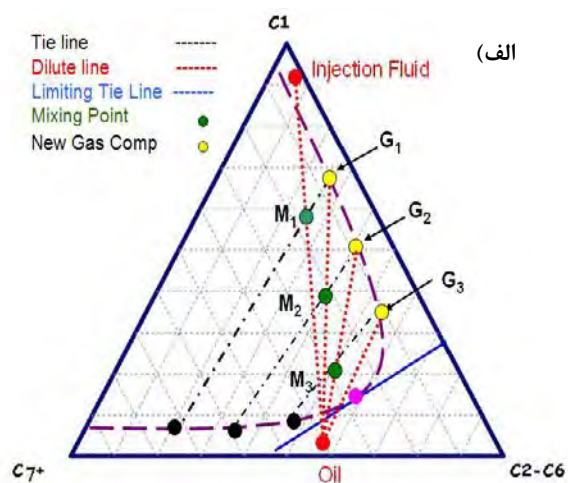
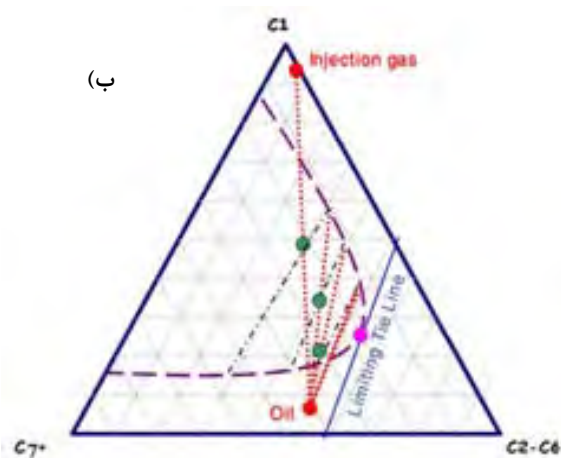
³Vaporizing

⁴Condensing

⁵Ternary diagram

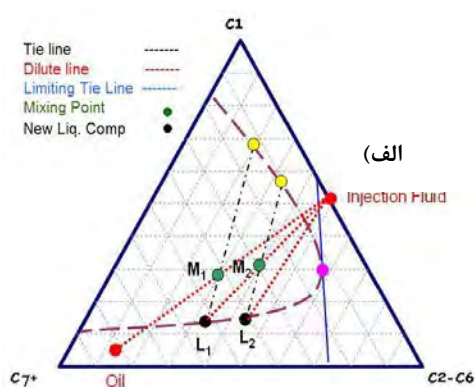
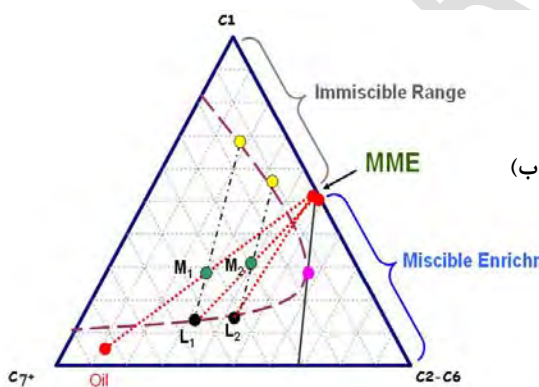
مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا

سومین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی



شکل ۲. الف: بیان شماتیک مکانیسم تبخیر، ب: عدم امتزاج سیال تزریقی و نفت [۳]

مکانیزم دیگری که در امتزاج موثر است مکانیزم میعان است. بر خلاف مکانیزم تبخیر در این مکانیزم ترکیب درصد نفت ثابت نبوده و مدام در حال تغییر است در عوض ترکیب درصد گاز تزریقی ثابت فرض می‌شود. شکل ۳. الف بیان بسیار ساده‌ای از نحوه رسیدن به امتزاج تحت تاثیر این مکانیزم را نشان می‌دهد.



شکل ۳. الف: بیان شماتیک مکانیسم میعان ب: تعیین کمترین غلظت امتزاجی [۳]

علاوه بر فشار، کمیت دیگری نیز در بهینه کردن فرایند امتزاج تحت مکانیزم میعان دخالت دارد و آن تعیین ترکیب درصدی از گاز تزریقی است که با نفت مخزن قابل امتزاج بوده و در عین حال کمترین میزان ترکیبات غنی هیدروکربنی را دارا باشد. غلظت مذکور همان کمترین غلظت امتزاجی نامیده می‌شود (شکل ۳. ب [۵]).

مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا

سومین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی

بطور کلی راه های گوناگونی برای تعیین فشار امتزاجی وجود دارد. چهار راه عمده ارائه شده در منابع عبارتند از:

- ۱- شبیه سازی ترکیبی آزمایش لوله قلمی با نرم افزار تجاری E300
- ۲- روش Wang and Orr (1997)
- ۳- استفاده از نرم افزارهای تجاری CMG و PVTi
- ۴- استفاده از معادلات تجربی و نمودارهای موجود روش های گرافیکی

هدف اساسی در این مقاله تعیین روش کاری نوین جهت تعیین بهترین روش جهت تهیه فشار امتزاجی گاز دی اکسید کربن برای استفاده در شبیه سازی فرایند تزریق امتزاجی گاز می باشد.

۲. روش کار:

برای دستیابی به فشار امتزاجی صحیح در ابتدا روش های مختلف اجرا گشته و نتایج فشار امتزاجی تعیین شده توسط آن ها در شبیه ساز استفاده شده تا در نهایت نتایج شبیه سازی آن ها با یکدیگر مقایسه شود. بر اساس مقایسه میزان اشباع نفت در اطراف چاه های تزریقی در موردهای شبیه سازی شده^۶ که هر یک متناظر فشار یکی از روش ها می باشد، حداقل فشار امتزاجی تعیین می گردد. در این مقایسه می بایست اولین فشار که در آن میزان اشباع نفت به کمتر از مقدار بحرانی اشباع نفت باقیمانده که بر اساس گروه سنگی تعیین گردیده است، رسیده معین گردد. الگوریتم بکار گرفته شده در پیوست الف نشان داده شده است. در این مطالعه از یکی از مخازن فعال جنوب کشور نمونه نفت و گاز تفکیک گر به دست آمده و آزمایش های تعیین حداقل فشار امتزاج روی این نفت انجام گرفته است. قبل از استفاده از هر یک از روش ها می بایست خواص سیالات مخزنی تعیین شود که در جدول ۱ و جدول ۲ بیان شده است.

جدول ۱. خواص پایه سیال نفتی مخزن

جزء هیدروکربوری	نفت باقیمانده (درصد مولی)	گاز همراه (درصد مولی)	نفت مخزن (درصد مولی)
H ₂ S	0.00	0.57	0.25
N ₂	0.00	0.61	0.27
CO ₂	0.00	7.83	3.52
C ₁	0.00	57.90	26.02
C ₂	0.10	15.95	7.22
C ₃	0.40	9.78	4.62
IC ₄	0.46	1.32	0.85
NC ₄	2.38	3.21	2.75
IC ₅	1.59	0.89	1.28
NC ₅	1.71	0.80	1.30
C ₆	11.49	0.60	6.60
C ₇ ⁺	81.87	0.5542	45.33
جرم مولکولی نفت باقیمانده			243

⁶ Simulation Cases

مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا

سومین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی

325	جرم مولکولی جزء C_{12}^+
149	جرم مولکولی نفت مخزن
0.9567	چگالی مخصوص جزء C_{12}^+ در $60^\circ F$

جدول ۲. خواص ویژه نفت مخزن

مقدار	پارامتر
۱۷۳۰	فشار نقطه حباب Psia
۴۳۰	نسبت گاز محلول به نفت SCF/STB
۱,۲۳۹۸	فاکتور حجمی نفت bbl/STB
۱۹۰۰	فشار اولیه مخزن Psia
۰,۹۵۲۰	ویسکوزیته نفت cp

۲,۱ استفاده از نرم افزار تجاری CMG , PVTi

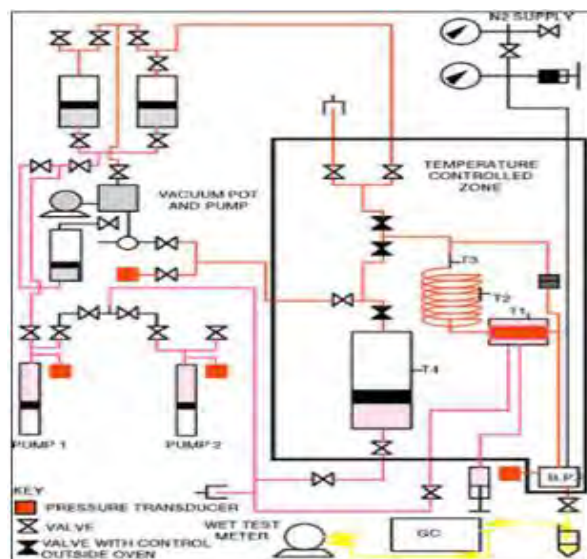
بر اساس خصوصیات ذکر شده نفت و نیز استفاده از ماژول WinProp در نرم افزار تجاری CMG و نیز آزمایش MCM^۷ در نرم افزار PVTi میزان فشار امتزاجی نفت در دمای مخزنی ۲۲۴,۱۲ فارنهایت محاسبه می گردد که نتیجه شبیه سازی آن ها در بخش بحث ها و نتایج، جدول ۴، آورده شده است.

۲,۲ شبیه سازی آزمایش لوله قلمی با نرم افزار تجاری E300

آزمایش لوله قلمی اولین بار توسط اورر و همکارانش^۸ معرفی و مورد استفاده قرار گرفت [۶]. شکل ۴ شماتیکی از آزمایش لوله قلمی را نشان می دهد. این ابزار از یک لوله از جنس فولاد بدون زنگ که حدود $\frac{5}{16}$ اینچ قطر و دارای طولی حدود ۴۰ فوت می باشد، تشکیل شده است. به دلیل نسبت مناسب طول به قطر، پدیده انگشتی شدن کمترین تاثیر را در این فرآیند می گذارد.

⁷ Multiple Contact Miscibility

⁸ Orr et al.



شکل ۴. شماتیکی از آزمایش لوله قلمی

این آزمایش در فشارهای گوناگون اما با شرایط هیدرودینامیکی ثابت چندین بار تکرار می‌گردد. سپس جهت مشخص نمودن حداقل فشار امتزاجی (MMP^9) در فرآیند جابجایی، بازده نفت بر حسب فشار رسم می‌شود. فشاری که در آن دو خط مستقیم عبورکننده از داده‌های درصد بازیافت بر فشار یکدیگر را قطع می‌کنند به عنوان MMP شناخته می‌شود. به عبارت دیگر MMP فشاری است که در آن شیب نمودار تغییر و نمودار شکسته می‌شود. بنابراین از این نقطه به بعد با افزایش فشار تزریق، بازدهی جابجایی تغییر چندانی نمی‌کند.

به منظور شبیه سازی این آزمایش لوله قلمی می‌توان از نرم افزار شبیه ساز ECLIPSE استفاده کرد. برای انجام آن باید یک مدل یک بعدی را در نرم افزار E300 که شبیه سازی ترکیبی را انجام می‌دهد ایجاد کرده و آن را شبکه بندی کنیم. مشخصات مدل ساخته شده در جدول ۳ آورده شده است.

جدول ۳. داده های مورد نیاز برای شبیه سازی ترکیبی لوله قلمی

مقدار	پارامتر
۱۰۰۰	طول لوله (cm)
۱	ارتفاع لوله (cm)
۱۰	تخلخل (%)
۲۰۰۰	تراوایی (md)

در این مدل تخلخل و تراوایی برای همه گریدها یکسان بوده و همچنین تراوایی در تمام جهات برابر است. برای حذف تاثیر اندازه گریدها، این تست ها در یک فشار مشخص در تعداد گریدهای مختلف (۲۰، ۲۰۰، ۲۰۰۰ و ۲۰۰۰۰) انجام شده و از روند نتایج،

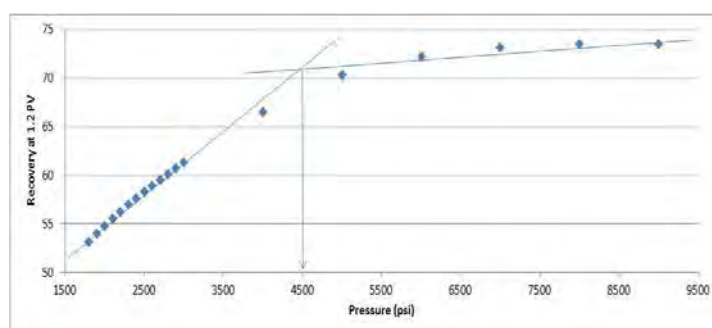
⁹ Minimum Miscibility Pressure

مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا

سومین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی

یک بازدهی برای آن فشار در تعداد گرید نامتناهی در نظر گرفته می‌شود. در نهایت برای هر فشار یک نقطه به عنوان بازدهی در حجم تزریق برابر با ۱,۲ حجم متخلخل مشخص می‌شود. با استفاده از این داده‌ها می‌توان نمودارهای تعیین MMP را رسم کرده و به وسیله رسم خطوط از نقاط می‌توان مکان شکست را که همان نقطه MMP است، تعیین می‌گردد.

نتایج این آزمایشات در شکل 5 نشان داده شده است. بر اساس این نمودار می‌توان دریافت که فشار MMP گاز Co2 برای این نمونه نفت تقریباً برابر با ۴۵۰۰ پام است.



شکل ۵. نمودار باز یافت نفت در مقابل فشار تزریق بدست آمده از شبیه سازی ترکیبی لوله قلمی

۲,۳ روش Wang and Orr (1997)

بر اساس تئوری تحلیلی، دو دسته خطوط گره ای^{۱۰} (نفت اولیه و گاز تزریقی) در سیستم سه گانه وجود دارد که به نوعی رفتار امتزاجی سیالات را کنترل می‌کنند. فشاری که در آن یکی از خط‌های گره ای به مقدار بحرانی می‌رسد (مقدار طول خط گره ای به سمت صفر می‌رود) به عنوان حداقل فشار امتزاجی گزارش می‌گردد. ونگ و اورر، روند زیر را برای تعیین حداقل فشار امتزاجی پیشنهاد نمودند [۷]:

۱. شروع محاسبات در مقدار حدس اولیه فشار (مقادیر پایین)
۲. تعیین مقادیر کسر جزیی بخار و مایع (y_i و x_i) برای ترکیبات نفت اولیه و گاز تزریقی توسط محاسبات فلش (تبادل بخار/مایع)
۳. محاسبه طول خط گره ای بر اساس رابطه ۱:

$$L = \sqrt{\sum_{i=1}^{nc} (y_i - x_i)^2} \quad (1)$$

۴. افزایش فشار جهت تولید نقاط خط گره ای (توجه شود که برای همگرایی کد تعادل بخار/مایع می‌بایست گام‌های فشاری کوچک (در این مقاله ۱,۵ Psi) در نظر گرفته شود.

¹⁰ Tie Lines

مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا

سومین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی

۵. تکرار مراحل ۲ تا ۴ تا زمانی که خط گره ای به مقدار بحرانی برسد.
۶. فشاری که در آن یکی از خط های گره ای به مقدار بحرانی می رسد (مقدار طول خط گره ای به سمت صفر می رود) به عنوان حداقل فشار امتزاجی گزارش می گردد.

۲,۴ استفاده از معادلات تجربی

برای تعیین کمترین فشار امتزاجی روابط تجربی بسیار زیادی وجود دارد. یکی از روش ها مربوط به روش تئوری تحلیلی سیلاب زنی گاز^{۱۱} می باشد که توسط یوان از موسسه پترول تل، جانز از دانشگاه تکزاس آمریکا و اگووانو از شرکت شل بخش اکتشاف و تولید ارائه شده است [۸].

روش یوان

بر اساس این روش حداقل فشار امتزاجی گاز دی اکسید کربن در نفت مشخص شده بر اساس دو مورد یکی گاز خالص و دیگری گاز ناخالص دی اکسید کربن محاسبه می گردد [۹]. در ابتدا محاسبات بر اساس گاز خالص و سپس ناخالص انجام می گیرد (رابطه ۱).

$$MMP_{Pure} = a_1 + a_2 M_{C7+} + a_3 P_{C2-6} + \left[a_4 + a_5 M_{C7+} + a_6 \frac{P_{C2-6}}{M_{C7+}^2} \right] T + (a_7 + a_8 M_{C7+} + a_9 M_{C7+}^2 + a_{10} P_{C2-6}) T^2 \quad (۲)$$

$$\frac{MMP_{impure}}{MMP_{Pure}} = 1 + m(P_{CO2} - 100)$$

که M_{C7+} وزن مولکولی $C7+$ ، P_{C2-6} مجموع درصدهای مولی جزء $C2$ تا $C6$ ، T دمای مخزن مورد نظر و P_{CO2} میزان درصد خلوص گاز دی اکسید کربن می باشد. ضرایب a_1 تا a_{10} نیز همچون رابطه محاسباتی m در منبع آورده شده است [۹].

روش گلاسو

در سال ۱۹۸۵ گلاسو با بررسی نمودارهای بن و همکارانش روابطی را برای محاسبه حداقل فشار امتزاج پذیر به دست آورد که انحراف مطلق آن ها از نمودار کمتر از ۱ درصد است [۱۰]. در این روش محاسبه فشار امتزاجی بر اساس تقسیم بندی وزن اجزاء ترکیبات میانی ($C2-C6$) می باشد که در روابط ۲ تا ۴ نشان داده شده است.

$$M_{C2-C6} = 34$$

$$P_m = 43.74 - 0.1752M + (32.23 - 0.127M)y_1 + (0.777 * 10^{-14} M^{5.258} e^{31980y_1 M^{-1.703}})(1. - 460) \quad (۲)$$

¹¹ Analytical gas flooding theory

مجرى: هم اندیشان انرژی کیمیا

سومین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی

برای $M_{C2-C6} = 44$

$$= 38.04 - 0.1326M + (55.79 - 0.188M)y_1 + (1.72 * 10^{-11} M^{3.73} e^{1356.7y_1 M^{-1.058}})(1.8T - 460) \quad (3)$$

برای $M_{C2-C6} = 54$

$$= 51.38 - 0.1772M + (50.69 - 0.147M)y_1 + (3.392 * 10^{-16} M^{5.52} e^{2170.6y_1 M^{-1.109}})(1.8T - 460) \quad (4)$$

که در آن ها P_m حداقل فشار امتزاجی (MMP) بر حسب MPa، y_1 جزء مولی متان در گاز تزریقی، T درجه حرارت بر حسب درجه کلونین و M وزن مولکولی تصحیح شده C_{7+} در نفت می باشد که از رابطه ۵ بدست می آید.

$$M = \frac{572.7}{S_{C_{7+}}^{-5.573}} \quad (5)$$

روش آلستون

در سال ۱۹۸۵ آلستون نیز با بررسی ها و آزمایش های متعدد رابطه زیر را به دست آورد (رابطه ۶) [۱۱]:

$$P_m = 6.05 * 10^{-6} (1.8T - 460)^{1.06} M_{C_5^+}^{1.78} \left(\frac{X_v}{X_L}\right)^{0.136} \quad (6)$$

که در آن X_v جزء مولی ترکیبات فرار (C_1 و N_2) در نفت، X_L جزء مولی ترکیبات میانی (C_2-C_4 و H_2S و CO_2) در نفت، P_m حداقل فشار امتزاجی (MMP) بر حسب MPa، $M_{C_5^+}$ وزن مولکولی تصحیح شده C_{5+} در نفت و T درجه حرارت بر حسب درجه کلونین می باشد.

۳. نتایج و بحث ها:

با توجه به روند کاری که در بخش قبل بیان شد مقدار حداقل فشار امتزاج برای نمونه نفت بیان شده مورد بررسی قرار گرفت. بر اساس روش های تجربی مقدار فشار امتزاج در بازه ای بین ۹۰۰ تا ۶۰۰۰ پام قرار دارد که نشان دهنده اختلاف زیاد در نتایج حاصل از روابط تجربی است. مقدار این نتایج به همراه سایر روش های شبیه سازی بیان شده در در جدول ۴ آورده شده است.

جدول ۴. محاسبات پایانی کمترین فشار امتزاجی (MMP)

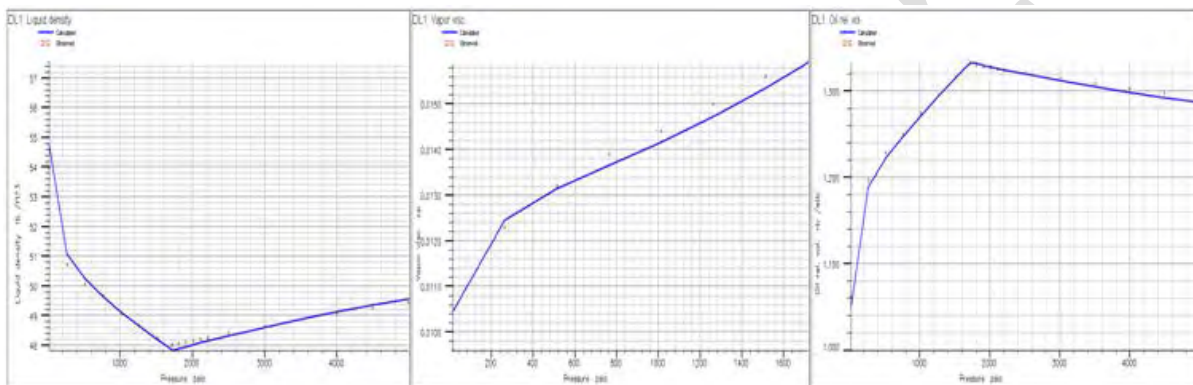
روش	مقدار MMP (Psi)
روش تجربی آلستون	۵۸۰۵
روش تجربی گلاسو	۹۶۶
روش تجربی یوان	۱۸۷۶

مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا

سومین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی

۵۴۱۹	روش شبیه سازی CMG
۷۴۸۲	روش شبیه سازی PVTi
۴۷۰۰	روش شبیه سازی E300
۵۱۰۰	روش Wang and Orr (1997)

نتایج حاصل از محاسبات تعادل ترمودینامیکی ((Wang and Orr (1997)، CMG و PVTi) از قرابت بیشتری برخوردار است. فشار امتزاج حاصل از این روش ها در بازه بین ۵۱۰۰ تا ۷۵۰۰ پام قرار دار. جهت اطمینان از رسیدن به شرایط امتزاجی در فشارهای تعیین شده توسط نرم افزارهای تجاری CMG و PVTi، منحنی های رگراسیون پارامترهای مدل سیال (جهت اطمینان از پیش بینی مدل PVTi) و نیز منحنی های سه گانه^{۱۲} نرم افزار CMG در شکل ۶ و شکل ۷ رسم شده اند.

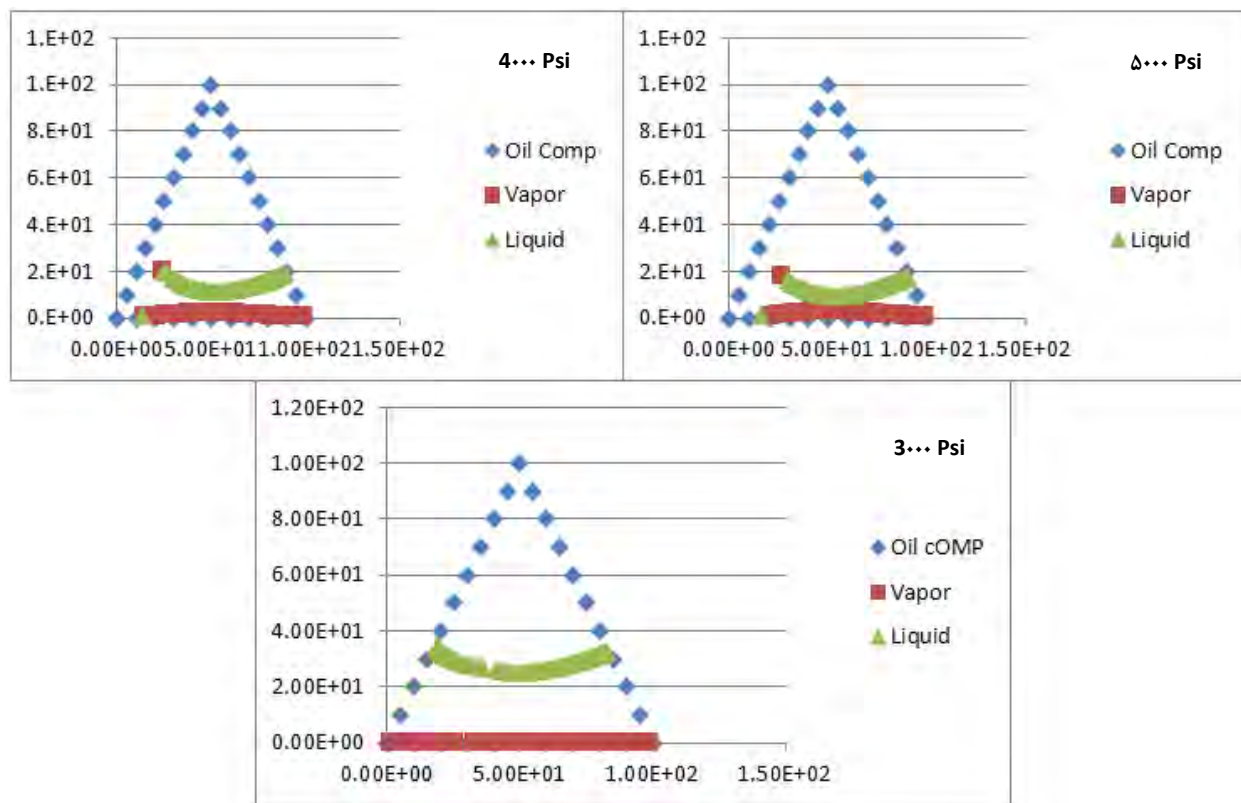


شکل ۶. مدل سیال رگراسیون شده PVTi

¹² Ternary Plots

مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا

سومین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی



شکل ۷. منحنی های سه گانه نرم افزار CMG در فشارهای مختلف (بر حسب Psi)

برای اینکه بتوان روش بهینه و صحیح را در تخمین حداقل فشار امتزاجی بدست آورد، می بایست فرایند تزریق گاز در شبیه ساز با فشارهای مختلف، شبیه سازی گردد و میزان اشباع نفت در اطراف چاه تزریقی بررسی شود. با استفاده از بررسی میزان اشباع نفت، چنانچه این میزان کمتر از مقدار حداقل اشباع باقیمانده که از مطالعات SCAL بر اساس هر گروه سنگی (در این مدل ۰,۲۳) بدست می آید، شود این به معنی کاهش IFT در اطراف چاه تزریقی است. به عبارت دیگر در این فشار تزریق گاز بصورت امتزاجی و با استفاده از مکانیسم کاهش IFT میزان اشباع نفت باقیمانده را به کمتر از S_{or} کاهش می دهد. بر همین اساس مدل بخشی^{۱۳} میدان برای شبیه سازی تزریق گاز استفاده گردیده است.

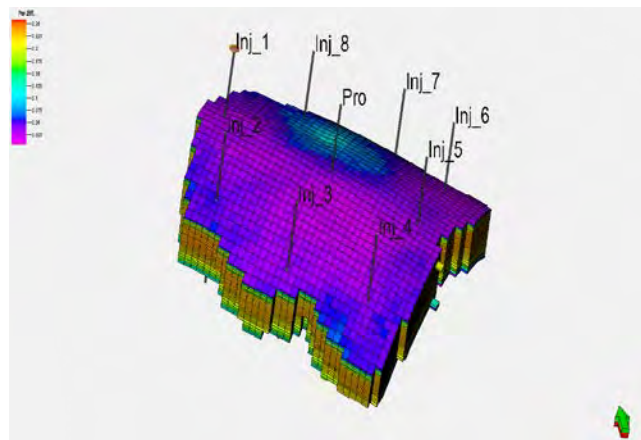
۳,۱ مدل بخشی شبیه سازی

این مدل دارای ۸ چاه تزریقی و یک چاه تولیدی می باشد که ساختار کلی مدل و چاه ها در شکل ۸ آورده شده است.

¹³ Sector Model

مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا

سومین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی



شکل ۸. مدل بخشی شبیه سازی تزریق گاز

خواص استاتیک مدل شبیه سازی نیز در جدول ۵ آورده شده است.

جدول ۵. خواص استاتیک مدل شبیه سازی شده

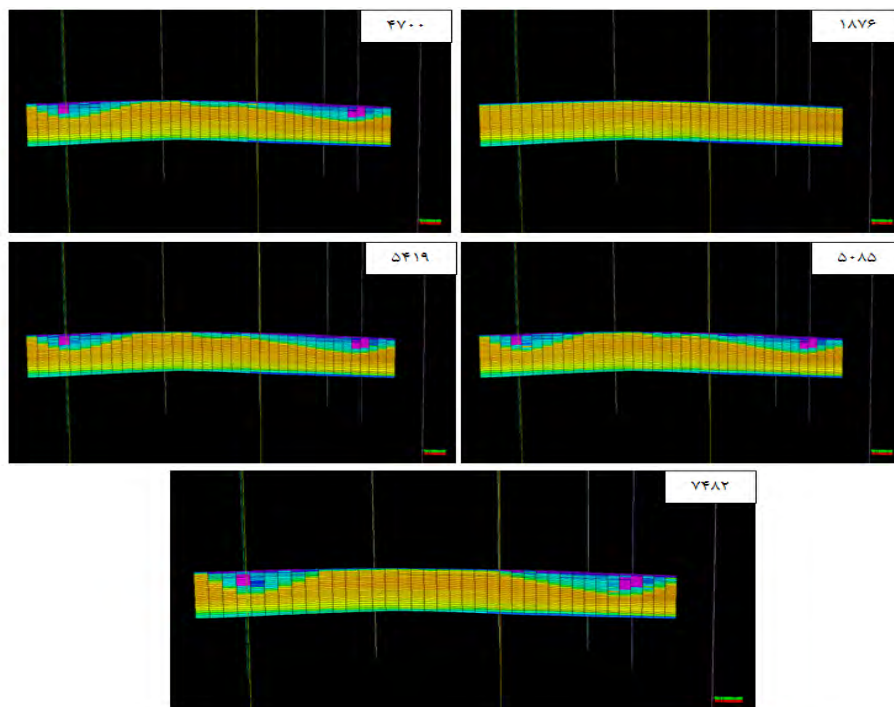
پارامتر	مینیمم	ماکزیمم	متوسط
تخلخل	۰,۰۱	۰,۲۶	۰,۱۹
تراوایی در راستای X (میلی داریسی)	۰,۰۱	۲۱۴,۱۴	۵۶,۶۷
تراوایی در راستای Y (میلی داریسی)	۰,۰۱	۲۱۴,۱۴	۵۶,۶۷
تراوایی در راستای Z (میلی داریسی)	۰,۰۰	۱۸۹,۱۳	۴۰,۴۲

به منظور کنترل سناریوهای تولید و تزریق محدودیت های برای چاه های تولیدی و تزریقی در نظر گرفته شده است. به این منظور کمترین فشار ته چاهی مربوط به چاه تولیدی ۱۸۰۰ پام در نظر گرفته شده است که حدود ۱۰۰ پام بالاتر از فشار حباب نفت است. علت این انتخاب اطمینان از تک فاز بودن نفت تولیدی در این چاه است. در چاه های تزریقی نیز فشار تزریق مقادیر مختلفی در نظر گرفته شده است تا تغییرات ضریب برداشت نسبت به فشار تزریق قابل اندازه گیری شود (همانند آزمایش لوله قلمی). سایر محدودیت های تعریف شده در این شبیه سازی در جدول ۶ آورده شده است.

جدول ۶. اطلاعات چاه های تزریقی در مدل شبیه ساز

پارامتر	مقدار
کمترین فشار ته چاهی چاه تولیدی	۱۸۰۰
بیشترین فشار ته چاهی چاه تزریقی	۷۴۸۲, ۵۴۱۹, ۵۰۸۵, ۴۷۰۰, ۱۸۷۶
بیشترین نسبت گاز به نفت چاه تولیدی	۱۵۰۰
بازه زمانی تولید	۴۰

بر اساس مدل بخشی ساخته شده و نیز شبیه سازی فرایند تزریق گاز دی اکسید کربن از سال ۱۹۹۱ تا ۲۰۳۱، توزیع اشباع نفت در اطراف چاه های تزریقی تعیین گشته است (شکل ۹) تا بتوان بر اساس آن حداقل فشار امتزاجی بهینه تعیین گردد و روش ارائه دهنده آن گزارش شود.



شکل ۹. نتایج شبیه سازی توزیع اشباع نفت در اطراف جاه های تزریقی

با توجه به شکل ۹، فشار ۴۷۰۰ به عنوان اولین فشار، کاهش اشباع نفت به میزان کمتر از اشباع باقیمانده دیده می شود که این ناشی از فعال شدن مکانیسم مایع شدگی^{۱۴} در تزریق امتزاجی گاز دی اکسید کربن در نفت می باشد. همچنین نتیجه آزمایش لوله قلمی انجام شده در آزمایشگاه نشان دهنده حداقل فشار امتزاجی برابر با ۴۸۵۰ Psi می باشد که انطباق قابل قبولی با نتیجه شبیه سازی ترکیبی آزمایش لوله قلمی دارد.

بنابراین روش شبیه سازی ترکیبی لوله قلمی بعنوان روش بهینه گزارش می شود. برای مقایسه بهتر میزان اشباع در اطراف چاه تزریقی، مقدار اشباع نفت در گرید (۳، ۱۵۹، ۴۵) در ماه ژانویه سال ۲۰۱۰ که میانه تزریق می باشد در فشارهای مختلف تزریق مقایسه شده است (جدول ۷).

جدول ۷. مقایسه میزان اشباع نفت در گرید و زمان مشخصه در فشار مختلف تزریق

مقدار اشباع نفت	فشار تزریق (Psi)
۰	۵۰۸۵
۰.۸۰۴۸	۱۸۷۶
۰	۵۴۱۹
۰	۷۴۸۲
۰	۴۷۰۰

¹⁴ Condensing

مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا

سومین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی

بنابراین اولین فشار که در آن اشباع باقیمانده نفت در سلول مجاور چاه تزریقی به صفر رسیده است، فشار ۴۷۰۰ می باشد که در شکل ۹ قسمت ۴۷۰۰، نیز این میزان اشباع با رنگ قرمز مشخص شده است.

۴. نتیجه گیری:

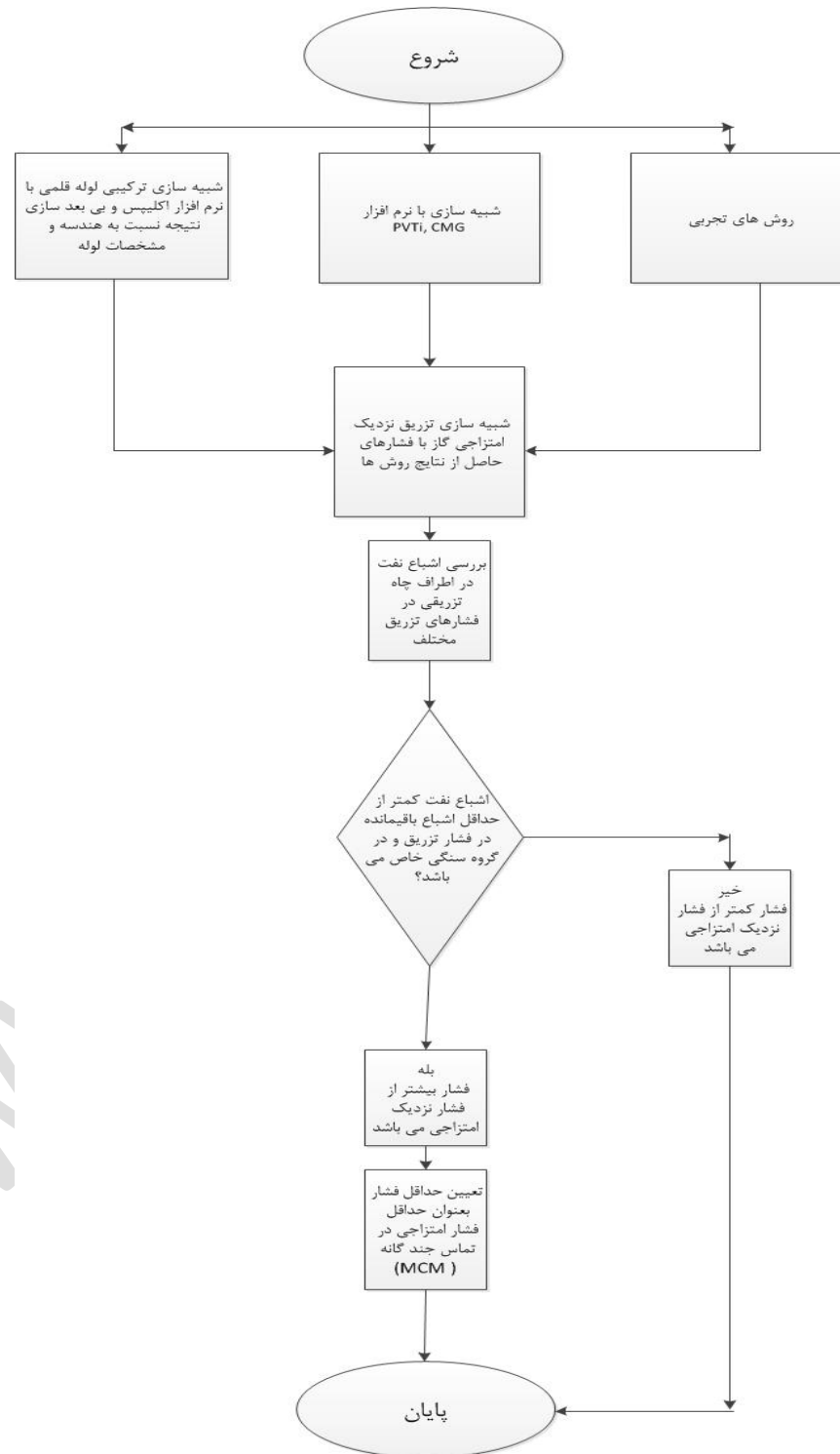
برای دستیابی به فشار امتزاجی صحیح و معتبر جهت استفاده در شبیه سازی تزریق گاز بخصوص دی اکسید کربن، روش کاری نوین مبنی بر مقایسه نتایج شبیه سازی تزریق گاز استفاده شده است که نتایج زیر بدست آمده است:

۱. مقایسه انجام شده می بایست براساس اشباع نفت در اطراف چاه تزریق باشد تا کاهش میزان اشباع نفت به کمتر از مقدار اشباع غیر قابل کاهش گروه سنگی مشخص که ناشی از فعال شدن مکانیسم کاهش IFT در فرایند تزریق امتزاجی است، مورد بررسی قرار گیرد.
۲. از چهار روش اصلی تعیین حداقل فشار امتزاج روش تجربی نتایج بسیار کتفاوت و گاه متضادی ارائه می دهد. روش تعادل ترمودینامیکی مقدار فشار امتزاج را بالاتر از نتایج آزمایشگاهی ارائه می دهد و دلیل آن این است که نمونه مورد آزمایش از نوع نفت سنگین است و معادلات حالت در فاز مایع (به خصوص برای نفت های سنگین) خطای بیشتری در بیان تعادل بین فازها دارد.
۳. بر اساس مقایسه نتایج شبیه سازی تزریق گاز، روش شبیه سازی ترکیبی حداقل فشار امتزاجی معتبری را نسبت به سایر روش های موجود ارائه می نماید که انطباق قابل قبولی با نتیجه آزمایش لوله قلمی دارد.

منابع:

1. Paitakhti Oskouie, S.J., Tabatabaei Nezhad, S.A., "Mechanisms of Oil Recovery by Non hydrocarbon Gas Injection", 19th International Oil, Gas and Petrochemical Congress, Tehran, Iran, 19-20 May, 2005
2. Stalkup, F.I., Jr., "Miscible Displacement", SPE Monograph Series, Pages 97-156, 1984
3. Kulkarni, M.M., "Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance", Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 48, Pages 1-20, 30 July, 2005
4. Zick, A.A., "A Combined Condensing/Vaporizing Mechanism in the Displacement of Oil by Enriched Gases", SPE 15493, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 5-8 October, 1986
5. Stalkup, F.I., Jr., "Displacement Behavior of the Condensing/Vaporizing Gas Drive Process", SPE 16715, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 27-30 September, 1989
6. Orr, F.M. Jr. et al.: "Laboratory Experiments to Evaluate Field Prospects for CO₂ Flooding." JPT 888 (April 1982)
7. Wang, Y. and Orr, F.M., Jr., Analytical Calculation of Minimum Miscibility Pressure, Fluid Phase Equilibria J., 139, p. 101 (1997).
8. H. Yuan, SPE, PetroTel Inc., R.T. Johns, SPE, and A.M. Egwuenu, SPE, U. of Texas at Austin, and B. Dindoruk, SPE, Shell Intl. E&P Corp
9. H. Yuan, SPE, PetroTel Inc., R.T. Johns, SPE, and A.M. Egwuenu, SPE, U. of Texas at Austin, and B. Dindoruk, "Improved MMP Correlations for CO₂ Floods Using Analytical Gasflooding Theory", SPE 89359
10. Glaso, O, "Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation", 927-934 (Dec 1985)
11. Alston, R.B., G.P. n Kokolis, and C.F. James, "CO₂ Minimum Miscibility Pressure, A correlation for Impure CO₂ Stream and Live Oil Systems", SPE J., 268-274, (April 1985)

پیوست الف: الگوریتم بکار گرفته در روش کار این مقاله



مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا

سومین همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی