

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

محمد پروازدوانی*، حامد همت‌پور، مجتبی کریمی، پژوهشگاه صنعت نفت

چکیده

فرایند تزریق گاز به‌عنوان یکی از مهمترین روش‌های ازدیاد برداشت مطرح است. به دلیل ماهیت تماس چندگانه گاز دی‌اکسید کربن با فاز نفت برای امتزاج، تعیین مقدار حداقل فشار تماس چندگانه دقیق به‌عنوان یکی از شرایط عملیاتی، همواره چالش برانگیز بوده است و روش‌های گوناگون مقادیر متفاوتی را برای حداقل فشار امتزاجی گزارش می‌نمایند. در این مقاله سعی شده است تا با ارائه روش کاری مدون حداقل فشار امتزاجی صحیح بر اساس مقایسه نتایج شبیه‌سازی تزریق گاز در فشارهای مختلف تزریق تعیین گردد. مقایسه انجام شده بر اساس میزان اشباع نفت در اطراف چاه‌های تزریقی می‌باشد. بدین صورت که حداقل فشار تزریق که در آن، اشباع نفت کمتر از میزان اشباع غیرقابل کاهش گروه سنگی شده است، به‌عنوان حداقل فشار امتزاجی گزارش می‌گردد. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که روش شبیه‌سازی ترکیبی، حداقل فشار امتزاجی معتبری را نسبت به سایر روش‌های موجود ارائه می‌نماید. از این روش کار می‌توان برای تعیین حداقل فشار امتزاجی معتبر برای سایر گازهای تزریقی جهت شبیه‌سازی صحیح‌تر تزریق گاز استفاده نمود.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۵/۱۱/۰۳
تاریخ ارسال به داور: ۹۵/۱۱/۰۴
تاریخ پذیرش داور: ۹۵/۱۱/۲۵

واژگان کلیدی:

تزریق گاز، دی‌اکسید کربن، فشار امتزاجی، شبیه‌سازی، روابط تجربی

مقدمه

تا اینکه دو مخلوط بر اساس خواص سیالات، غیرقابل تمایز می‌گردند (شکل-۱)، [۲].

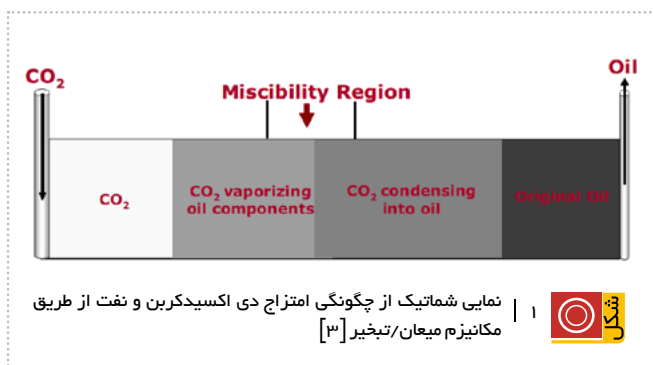
در نحوه رسیدن به امتزاج طی تماس چندگانه دو مکانیسم عمده مورد توجه است؛ تبخیر^۲ و میعان^۳؛ در مکانیسم تبخیر فرض بر آن است که ترکیب درصد نفت در طی فرایند امتزاج ثابت باشد و تنها ترکیب درصد گاز تزریقی به سمت غنی‌تر شدن تغییر کند. بهترین وسیله برای نشان دادن پدیده مذکور استفاده از نمودارهای فازی سه‌گانه^۴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

مکانیزم دیگری که در امتزاج موثر است، مکانیزم میعان می‌باشد. بر خلاف مکانیزم تبخیر، در این مکانیزم ترکیب

امروزه فرایند تزریق گاز به‌عنوان یکی از روش‌های متداول ازدیاد برداشت استفاده می‌گردد. یکی از مکانیسم‌های موثر دی‌اکسید کربن در جاروب^۱ نفت، کاهش کشش سطحی است که در اثر حل شدن آن در نفت حاصل می‌شود [۱]. در این شرایط جریان به‌صورت تک‌فازی عمل می‌کند و امکان به‌دام افتادن سیالات در گلوگاه‌ها وجود ندارد. این مکانیسم در فشارهای بالاتر از فشار امتزاجی بسیار بارزتر و موثرتر واقع می‌شود. بنابراین، تعیین فشار امتزاجی تزریق جهت تعیین و تبیین کارایی صحیح گاز دی‌اکسید کربن بسیار مهم است.

۱- امتزاج‌پذیری گاز دی‌اکسید کربن

امتزاج بین نفت و دی‌اکسید کربن از طریق تماس چندگانه رخ می‌دهد. امتزاج‌پذیری در تماس‌های متوالی با فاز متراکم دی‌اکسید کربن و هیدروکربن مایع آغاز می‌گردد. ابتدا دی‌اکسید کربن به داخل نفت متراکم می‌گردد و آن را سبک‌تر می‌کند و اغلب نیز با خارج کردن متان آن را به جلوی جبهه نفت می‌راند. اجزاء سبک‌تر نفت به داخل فاز غنی از دی‌اکسید کربن تبخیر می‌گردند و آن را متراکم‌تر و شبیه‌تر به نفت می‌کنند و در نتیجه، راحت‌تر در نفت حل می‌گردند. انتقال جرم بین دی‌اکسید کربن و نفت ادامه می‌یابد



* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (parvazdavanim@ripi.ir)

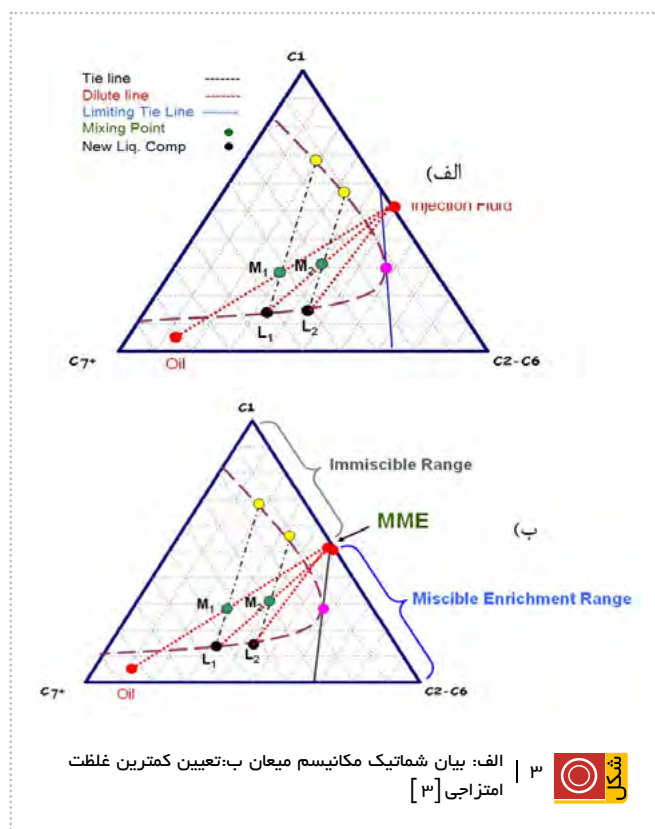
انتخاب بهترین روش جهت تعیین فشار امتزاجی گاز دی‌اکسید کربن برای استفاده در شبیه‌سازی فرایند تزریق امتزاجی گاز می‌باشد.

۲- روش کار

برای دستیابی به فشار امتزاجی صحیح در ابتدا باید روش‌های مختلف اجرا شده و نتایج فشار امتزاجی تعیین شده توسط آنها در شبیه‌ساز مورد استفاده قرار گیرد تا در نهایت، نتایج شبیه‌سازی آنها با یکدیگر مقایسه شود. بر اساس مقایسه میزان اشباع نفت در اطراف چاه‌های تزریقی در موردهای شبیه‌سازی شده^۵ که هر یک متناظر فشار یکی از روش‌هاست، حداقل فشار امتزاجی تعیین می‌گردد. در این مقایسه می‌باید اولین فشار که در آن، میزان اشباع نفت به کمتر از مقدار بحرانی اشباع نفت باقیمانده رسیده معین گردد. اشباع نفت باقیمانده بر اساس گروه سنگی تعیین گردیده است. الگوریتم به کار گرفته شده در شکل ۴- نشان داده شده است. قبل از استفاده از هر یک از روش‌ها می‌باید خواص سیالات مخزن تعیین شود که در جداول ۱- و ۲- بیان شده است.

۲-۱- استفاده از نرم‌افزار تجاری CMG , PVTi

بر اساس خصوصیات ذکر شده نفت و نیز استفاده از ماژول



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 تأثیر این مکانیزم را نشان می‌دهد.

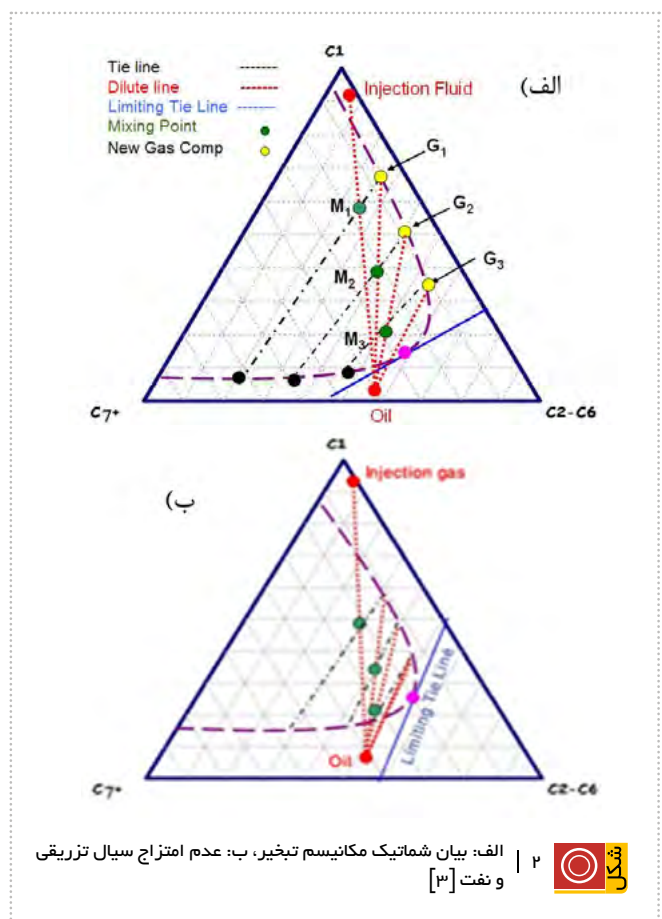
علاوه بر فشار، کمیت دیگری نیز در بهینه کردن فرایند امتزاج تحت مکانیزم میعان دخالت دارد و آن، تعیین ترکیب درصدی از گاز تزریقی است که با نفت مخزن قابل امتزاج بوده و در عین حال، کمترین میزان ترکیبات غنی هیدروکربنی را داراست. غلظت مذکور همان کمترین غلظت امتزاجی نامیده می‌شود (شکل ۳-ب) [۵].

به‌طور کلی، راه‌های گوناگونی برای تعیین فشار امتزاجی وجود دارد. چهار راه عمده ارائه شده در منابع عبارتند از:

- ۱- شبیه‌سازی آزمایش لوله قلمی با نرم‌افزار تجاری E300
- ۲- استفاده از نرم‌افزار تجاری CMG
- ۳- استفاده از نرم‌افزار تجاری PVTi

۴- استفاده از معادلات تجربی و نمودارهای موجود مربوط به روش‌های گرافیکی

هدف اساسی در این مقاله تعیین یک روش کار نوین برای



فرایند می‌گذارد.

این آزمایش در فشارهای گوناگون اما با شرایط ثابت چندین بار تکرار می‌گردد. سپس، جهت مشخص نمودن حداقل فشار امتزاجی (MMP)^۸ در فرایند جابه‌جایی، بازده نفت بر حسب فشار رسم می‌شود. فشاری که در آن، دو خط مستقیم عبورکننده از داده‌های ضریب بازدهی بر فشار یکدیگر را قطع می‌کنند، به‌عنوان MMP شناخته می‌شود. به‌عبارت 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 جابه‌جایی تغییر چندانی نمی‌کند.

به‌منظور شبیه‌سازی این آزمایش لوله قلمی می‌توان از نرم‌افزار شبیه‌ساز ECLIPSE استفاده کرد. برای انجام آن باید

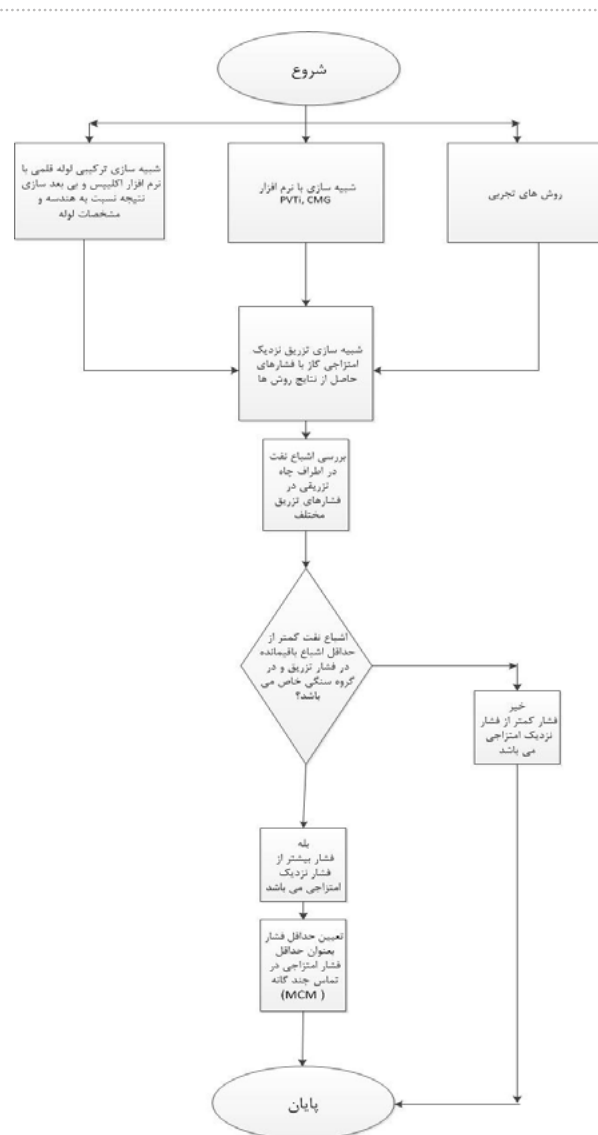
WinProp در نرم‌افزار تجاری CMG و نیز آزمایش MCM^۹ در نرم‌افزار PVTi میزان فشار امتزاجی نفت در دمای مخزنی ۲۲۴/۱۲ فارنهایت محاسبه می‌گردد. نتیجه شبیه‌سازی آنها در شکل ۵- آورده شده است.

۲-۲- شبیه‌سازی آزمایش لوله قلمی با نرم‌افزار تجاری E300

آزمایش لوله قلمی اولین بار توسط اورر و همکارانش^۷ معرفی و مورد استفاده قرار گرفت [۶]. شکل ۶- شماتیکی از آزمایش لوله قلمی را نشان می‌دهد. این ابزار از یک لوله از جنس اتیلین استیل که حدود ۵/۱۶ اینچ قطر و دارای طولی حدود ۴۰ فوت می‌باشد، تشکیل شده است. به‌دلیل نسبت مناسب طول به قطر، پدیده انگشتی شدن کمترین تأثیر را در این

۱ | خواص پایه سیال نفتی مخزن

جزء هیدروکربوری	نفت باقیمانده (درصد مولی)	گاز همراه (درصد مولی)	نفت مخزن (درصد مولی)
H2S	۰.۰۰	۰.۰۰	۰.۰۰
N2	۰.۰۰	۰/۸۳	۰/۳۶
CO2	۰.۰۰	۱/۱۷	۰/۵۱
C1	۰.۰۰	۵۷/۶۹	۲۵/۲۴
C2	۰/۰۸	۱۷/۹۸	۷/۹۱
C3	۱/۱۰	۱۱/۱۱	۵/۴۸
IC4	۰/۵۹	۱/۷۰	۱/۰۷
NC4	۲/۳۸	۴/۶۸	۳/۳۹
IC5	۱/۵۲	۱/۳۱	۱/۴۲
NC5	۱/۹۲	۱/۴۸	۱/۷۳
C6	۷/۸۱	۱/۳۳	۴/۹۸
C7+	۴/۲۰	۰/۵۴	۲/۶۰
جرم مولکولی نفت باقیمانده	۲۴۳/۰۰۰۰		
جرم مولکولی جزء C ₁₂ ⁺	۳۲۵/۰۰۰۰		
جرم مولکولی نفت مخزن	۱۴۹/۰۰۰۰		
جرم مخصوص جزء C ₁₂ ⁺ در 60°F	۰/۹۵۶۷		



۴ | الگوریتم به‌کار گرفته در روش کار این مقاله



حذف تأثیر اندازه گریدها، این تست‌ها در یک فشار مشخص در تعداد گریدهای مختلف (۲۰، ۲۰۰، ۲۰۰۰ و ۲۰۰۰۰) انجام شده و از روند نتایج، یک بازدهی برای آن فشار در تعداد گریدهای نامتناهی در نظر گرفته می‌شود. در نهایت، برای هر فشار یک نقطه به‌عنوان بازدهی در نقطه تزریق برابر ۱/۲

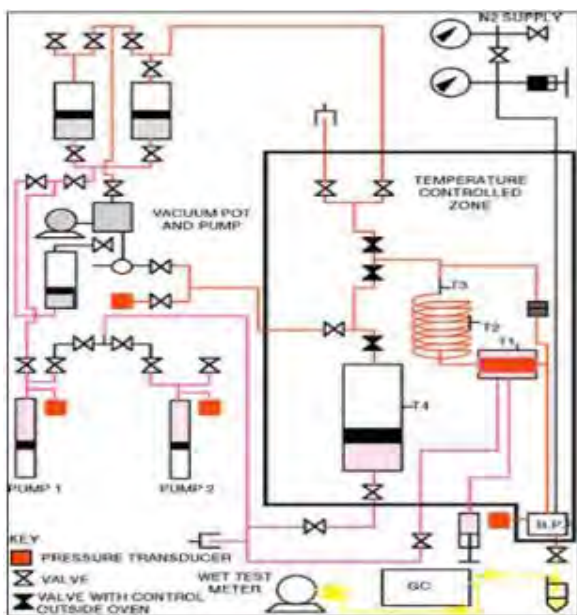
یک مدل یک‌بُعدی را در نرم‌افزار E300 ایجاد کرده و آن را شبکه بندی کنیم. مشخصات مدل ساخته شده در جدول ۳- آورده شده است. در این مدل، تخلخل و تراوایی برای همه گریدها یکسان بوده و همچنین، تراوایی در تمام جهات برابر است. برای

۳ | داده های مورد نیاز برای شبیه سازی ترکیبی لوله قلمی

پارامتر	مقدار
طول لوله	۱۰۰ cm
ارتفاع لوله	۱ cm
تخلخل	۱۰ %
تراوایی	۲۰۰۰ md

۲ | خواص ویژه نفت مخزن

پارامتر	مقدار
فشار نقطه حباب	۱۷۳۰ Psia
نسبت گاز محلول به نفت	۴۳۰ SCF/STB
نسبت گاز تولیدی به نفت	۳۲۵/۶ SCF/STB
فاکتور حجمی نفت	۱/۲۳۹۸ bbl/STB
فشار اولیه مخزن	۱۹۰۰ Psia
ویسکوزیته نفت	۰/۹۵۲۰ cp



۶ | شماتیکی از آزمایش لوله قلمی

Expt MCMPI : Multiple Contact Miscibility Calculation
 Peng-Robinson (3-Param) on ZI with PR corr.
 Lohrenz-Bray-Clark Viscosity Correlation
 Specified temperature Deg F 224.1200
 Condensing drive injection gas CO2
 Multiple contact miscibility pressure PSIA 7284.3940
 (to 1 atmosphere accuracy)

Fluid properties	Liquid
	Calculated
Mole Weight	72.5076
Z-factor	1.5227
Viscosity	0.1910
Density LB/FT3	47.2687
Molar Vol CF/LB-ML	1.5339

الف

ب

```

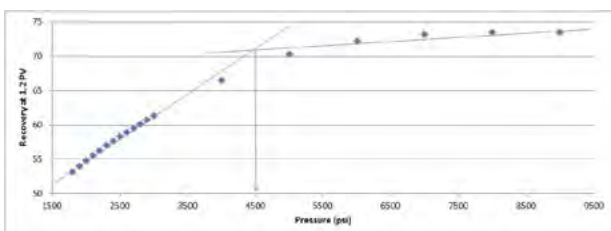
*****
*
*          WINPROP 2006.10
*          2006-May-26 14:03:11
* Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada
*          104
*****
Multiple contact calculations
    
```

SUMMARY OF MULTIPLE CONTACT MISCIBILITY CALCULATIONS AT TEMPERATURE = 224.120 deg F

FIRST CONTACT MISCIBILITY PRESSURE (FCM) IS GREATER THAN 0.93000E+04 psia

MULTIPLE CONTACT MISCIBILITY ACHIEVED AT PRESSURE = 0.54188E+04 psia
 MAKE UP GAS MOLE FRACTION = 0.00000E+00
 BY BACKWARD CONTACTS - CONDENSING GAS DRIVE

۵ | نتایج شبیه‌سازی الف (PVTi، ب) CMG برای تعیین حداقل فشار امتزاجی



۷ | نمودار بازیافت نفت در مقابل فشار تزریق به‌دست آمده از شبیه‌سازی ترکیبی لوله قلمی

حجم متخلخل مشخص می‌شود. با استفاده از این داده‌ها می‌توان نمودارهای تعیین MMP را رسم کرده و به کمک رسم خطوط از نقاط می‌توان مکان شکست را که همان نقطه MMP است، تعیین نمود. نتایج این آزمایش‌ها در شکل ۷- 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.

۲-۳- استفاده از معادلات تجربی

برای تعیین کمترین فشار امتزاجی، روابط تجربی بسیار زیادی وجود دارد. یکی از روش‌ها مربوط به روش تئوری تحلیلی سیلاب‌زنی گاز^۹ می‌باشد که توسط یوان از موسسه پترول‌تل، جانز از دانشگاه تکزاس آمریکا و اگوانو از شرکت شل بخش اکتشاف و تولید ارائه شده است [۷].

الف- 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 می‌گردد [۸]. در ابتدا محاسبات بر اساس گاز خالص و سپس ناخالص انجام می‌گیرد (رابطه-۱).

$$MMP_{Pure} = a_1 + a_2 M_{C7+} + a_3 P_{C2-6} + \left[a_4 + a_5 M_{C7+} + a_6 \frac{P_{C2-6}}{M_{C7+}^2} \right] T + (a_7 + a_8 M_{C7+} + a_9 M_{C7+}^2 + a_{10} P_{C2-6}) T^2 \quad (1)$$

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

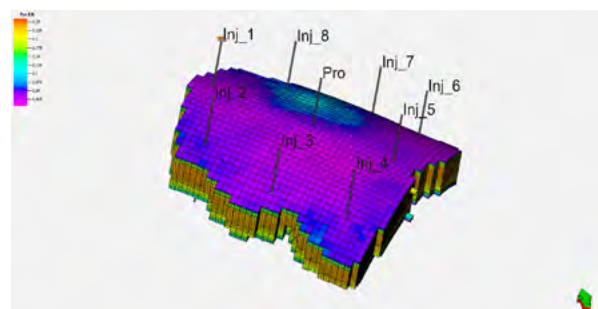
که M_{C7+} وزن مولکولی C_{7+} ، P_{C2-6} مجموع درصدهای مولی جزء C_2 تا C_6 ، T دمای مخزن موردنظر و P_{CO2} میزان درصد خلوص گاز دی اکسید کربن می‌باشد. ضرایب a_1 تا a_{10} نیز همچون رابطه محاسباتی m در منبع آورده شده است [۸].

ب- روش گلاسو

در سال ۱۹۸۵ گلاسو با بررسی نمودارهای بن و همکارانش روابطی را برای محاسبه حداقل فشار امتزاج‌پذیری به دست آورد که انحراف مطلق آنها از نمودار کمتر از ۱ درصد است [۹]. در این روش محاسبه فشار امتزاجی بر اساس تقسیم‌بندی وزن اجزاء ترکیبات میانی (C_2-C_6) می‌باشد که در روابط ۲ تا ۴ نشان داده شده است.

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

$$P_m = 43,74 - 0,1752M + (32,23 - 0,127M)y_1 + (0,777 * 10^{-14} M^{5,258} e^{31980y_1 M^{-1,703}})(1,8T - 460) \quad (2)$$



شکل ۸ | مدل بخشی شبیه سازی تزریق گاز

شکل ۴ | محاسبات پایانی کمترین فشار امتزاجی (MMP)

پارامتر	مقدار MMP (Psi)
روش تجربی آلستون	۵۸۰۵
روش تجربی گلاسو	۹۶۶
روش تجربی یوان	۱۸۷۶
روش شبیه سازی CMG	۵۴۱۹
روش شبیه سازی PVTi	۷۴۸۲
روش شبیه سازی E300	۴۷۰۰

شکل ۵ | خواص استاتیک مدل شبیه‌سازی شده

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

شکل ۶ | اطلاعات چاه‌های تزریقی در مدل شبیه‌ساز

پارامتر	مقدار
کمترین فشار ته چاهی چاه تولیدی	۱۸۰۰ Psia
بیشترین فشار ته چاهی چاه تزریقی	۷۴۸۲، ۵۴۱۹، ۵۰۸۵، ۴۷۰۰، ۱۸۷۶ Psia
بیشترین نسبت گاز به نفت چاه تولیدی	۱۵۰۰ SCF/STB
بازه زمانی تولید	۴۰ Years

برای $M_{C2-C6} = 44$

رابطه ۵- به دست می آید.

$$M = \frac{572,7}{S_{C7+}^{-5,573}} \quad (5)$$

$$P_m = 38,04 - 0,1326M + (55,79 - 0,188M)y_1 + (1,72 * 10^{-11} M^{3,73} e^{1356,7y_1 M^{-1,058}})(1,8T - 460) \quad (3)$$

 برای $M_{C2-C6} = 54$

$$P_m = 51,38 - 0,1772M + (50,69 - 0,147M)y_1 + (3,392 * 10^{-16} M^{5,52} e^{2170,6y_1 M^{-1,109}})(1,8T - 460) \quad (4)$$

ج- روش آلستون

در سال ۱۹۸۵ آلستون نیز با بررسی‌ها و آزمایش‌های متعدد رابطه زیر را به دست آورد (رابطه-۶) [۱۰]:

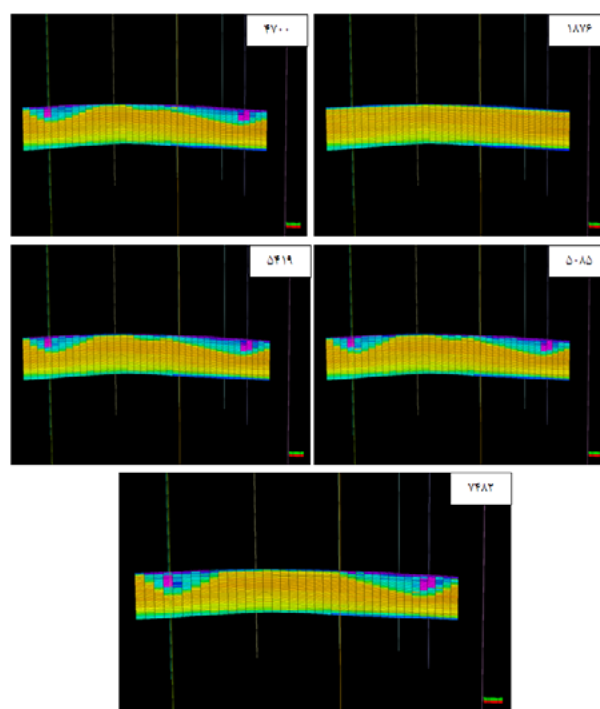
$$P_m = 6,05 * 10^{-6} (1,8T - 460)^{1,06} M_{C5+}^{1,78} \left(\frac{X_V}{X_L}\right)^{0,136} \quad (6)$$

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_{C5+} وزن مولکولی تصحیح شده C_{5+} در نفت و T درجه حرارت بر حسب درجه کلوین می‌باشد.

که در آنها P_m حداقل فشار امتزاجی (MMP) بر حسب MPa ، y_1 جزء مولی متان در گاز تزریقی، T درجه حرارت بر حسب درجه کلوین و M وزن مولکولی تصحیح شده C_{7+} در نفت می‌باشد که از

۳- نتایج و بحث‌ها

بر اساس روش‌های تجربی و نیز سایر روش‌های شبیه‌سازی بیان شده در بخش روش کار و تزریق خالص گاز دی‌اکسید کربن، نتایج MMP به دست آمده از هر روش در جدول-۴ آورده شده است. برای اینکه بتوان روش بهینه و صحیح را در تخمین حداقل فشار امتزاجی به دست آورد، می‌باید فرایند تزریق گاز در شبیه‌ساز با فشارهای مختلف شبیه‌سازی 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 باقیمانده‌ی حاصل از مطالعات SCAL بر اساس هر گروه سنگی (در این مدل ۰/۲۳) به دست آید، 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 Sor کاهش می‌دهد. بر همین اساس مدل بخشی ۱' میدان X برای شبیه‌سازی تزریق گاز استفاده گردیده است.



۹ | نتایج شبیه‌سازی توزیع اشباع نفت در اطراف چاه‌های تزریقی

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

۳-۱- مدل بخشی شبیه‌سازی

این مدل دارای ۸ چاه تزریقی و یک چاه تولیدی می‌باشد که ساختار کلی مدل و چاه‌ها در شکل-۸ آورده شده است. خواص استاتیکی مدل شبیه‌سازی نیز در جدول-۵ آورده شده است. همچنین اطلاعات چاه‌های تزریقی و شرایط آنها در جدول-۶ آورده شده است. بر اساس مدل بخشی ساخته شده و نیز شبیه‌سازی فرایند تزریق گاز دی‌اکسید کربن از سال ۱۹۹۱ تا ۲۰۳۱، توزیع اشباع نفت در اطراف چاه‌های تزریقی

مشخص شده است.

نتیجه گیری

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

۱- مقایسه انجام شده می باید بر اساس اشباع نفت در اطراف چاه تزریق باشد تا کاهش میزان اشباع نفت به کمتر از مقدار اشباع غیرقابل کاهش گروه سنگی مشخص که ناشی از فعال شدن مکانیسم کاهش IFT در فرایند تزریق امتزاجی است، مورد بررسی قرار گیرد.

۲- 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.

تعیین شده است (شکل-۹) تا بتوان بر اساس آن حداقل فشار امتزاجی بهینه تعیین و روش ارائه دهنده آن گزارش شود. 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^{۱۱} در تزریق امتزاجی گاز دی اکسید کربن در نفت می باشد. بنابراین، روش شبیه سازی ترکیبی لوله قلمی به عنوان 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).

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 ۹، نیز این میزان اشباع با رنگ قرمز

پانویس ها

- | | | |
|--------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| 1. Sweep | 5. Simulation Cases | 9. Analytical gas flooding theory |
| 2. Vaporizing | 6. Multiple Contact Miscibility | 10. Sector Model |
| 3. Condensing | 7. Orr et al | 11. Condensing |
| 4. Ternary diagram | 8. Minimum Miscibility Pressure | |

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]. 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
- [8]. 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
- [9]. Glaso, O, "Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation", 927-934 (Dec 1985)
- [10]. 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)