

بررسی اثر ناخالصی‌های موجود در گاز ترش استحصالی از فازهای ۶، ۷ و ۸ مجتمع گازی پارس جنوبی برای تزریق به مخازن نفت منطقه آغاچاری

مدیل حبیبی اردبیلی^{*}، علی وطنی⁺

تهران، دانشگاه تهران، پردیس دانشکده‌های فنی، دانشکده مهندسی شیمی، صندوق پستی ۴۵۶۳ - ۱۱۱۵۵

زمان ضیاءبخش گنجی

تهران، شرکت ملی نفت ایران، پژوهشکده ازدیاد برداشت

چکیده: نظر به این که فشار مخازن نفت در اثر تولید کاهش می‌یابد، برای حفظ سطح تولید یا ازدیاد برداشت از روش‌های مختلفی استفاده می‌شود که یکی از آن‌ها تزریق گاز به مخزن است. از طرفی به دلیل کاهش توان تولید نفت، از میدان نفتی آغاچاری نیاز مبرم به تزریق گاز برای ازدیاد برداشت می‌باشد. این امکان وجود دارد که بخشی از گاز میدان مشترک پارس جنوبی را به وسیله خطوط لوله به منطقه نفتی آغاچاری انتقال داد تا به آن مخزن تزریق شود. گازهای حاصل از فازهای ۶، ۷ و ۸ مخزن گازی پارس جنوبی دارای ناخالصی‌هایی نظیر کربن دی‌اکسید (CO_2)، نیتروژن (N_2)، هیدروژن سولفید (H_2S) و بخار آب (H_2O) می‌باشد. در این پژوهش تأثیر تزریق گاز ترش استحصالی از فازهای ۶، ۷ و ۸ مجتمع گازی پارس جنوبی با در نظر گرفتن ترکیب گاز ترش و ویژگی‌های سیال مخزن بر کمترین فشار امتزاجی به روش شبیه سازی مدل ترکیبی با استفاده از نرم‌افزار CMG بررسی شده است. نتیجه‌های به دست آمده نشان می‌دهد، در صورتی که هر دو گاز اسیدی H_2S و CO_2 از گاز تزریقی به طور کامل تصفیه شوند، حداقل فشار امتزاجی افزایش قابل ملاحظه‌ای پیدا می‌کند.

واژه‌های کلیدی: گاز ترش، ناخالصی، تزریق گاز، حداقل فشار امتزاجی، ازدیاد برداشت.

KEY WORDS: Sour gas, Impurity, Gas injection, Minimum miscibility pressure, Enhanced oil recovery.

مقدمه

بدیهی است که تولید نفت از مخازن نفتی را می‌توان به سه مرحله^۱ برداشت اولیه، ثانویه و ثالثیه^(۱) تقسیم بندی نمود. برداشت اولیه، به جابه‌جایی و برداشت نفت در اثر انرژی طبیعی موجود در مخزن گفته می‌شود. پس از فروکش کردن انرژی طبیعی مخزن،

*عهده دار مکاتبات

^{*}نشانی فعلی: تهران، شرکت ملی نفت ایران، اداره نظارت بر صادرات و مبادلات مواد نفتی

+E-mail: avatani@ut.ac.ir

(۱) Primary, secondary and tertiary

جدول ۲- گاز ترش میدان گازی پارس جنوبی.

اجزاء	درصد مولی
H ₂ S	۰٫۲۳۵۶۸۴
N ₂	۳٫۴۲۲۵۴۰
CO ₂	۲٫۱۰۰۶۶۰
C ₁	۸۵٫۷۳
C ₂	۵٫۲۹
C ₃	۱٫۸۴
IC ₄ - NC ₄	۰٫۸۶
IC ₅ - NC ₅	۰٫۲۹
C ₆ ⁺	۰٫۲۳

جدول ۱- ترکیب سیال مخزن آغاچاری.

اجزاء	درصد مولی
C ₁	۴۹٫۳۰۶
C ₂	۷٫۷۰۷
C ₃	۴٫۶۵۹
IC ₄	۰٫۷۶۹
NC ₄	۲٫۵۸
IC ₅	۱٫۱۴
NC ₅	۱٫۵۰
C ₆ ⁺	۳۱٫۳۲
CO ₂	۰٫۸۷۵
H ₂ S	۰٫۱۷۷
N ₂	۰٫۰

تولید نفت از این میدان به حدود ۱۶۰ هزار بشکه نفت در روز کاهش یافته است [۲]. جدول ۱ ترکیب درصد نفت موجود در میدان آغاچاری را نشان می‌دهد.

سنگ مخزن این میدان دارای تخلخل^(۶) ۲ الی ۲۱ درصد و میانگین تخلخل ۹٪ می‌باشد، هم‌چنین نفوذپذیری^(۷) کل مخزن در مکان‌های مختلف از ۰٫۰۱ میلی‌داریسی^(۸) تا ۱۸۰ میلی‌داریسی با میانگین ۰٫۵ میلی‌داریسی می‌باشد [۳].

در این پژوهش فرض شده است، مناسب‌ترین گزینه برای تزریق، گاز (ترش) منطقه پارس جنوبی با ترکیب موجود و پس از جداسازی اجزای سنگین آن باشد (جدول ۲).

پیش‌بینی می‌شود در صورت بهره‌برداری از طرح تزریق گاز به مخزن نفتی آغاچاری، تولید نفت از این میدان از حدود ۱۶۰ هزار بشکه کنونی، به حدود ۳۰۰ هزار بشکه در روز افزایش یابد [۲].

هدف از انجام این پژوهش، محاسبه و بررسی اثر ناخالصی‌های موجود در گاز ترش تزریقی بر حداقل فشار امتزاج آن با سیال مخزن می‌باشد.

به مرور زمان و بر اثر تولید، به روشی می‌بایست انرژی لازم برای ادامه تولید و برداشت صیانتی را فراهم کرد. تأمین فشار^(۱) (تزریق آب یا گاز)، سیلاب‌زنی^(۲) و رانش با تزریق گاز به صورت غیرامتزاجی متداول‌ترین روش‌های برداشت ثانویه از مخازن نفتی، تلقی می‌شوند. روش‌های ثالثیه مشتمل بر تزریق امتزاجی، تزریق مواد شیمیایی، به‌کارگیری روش‌های گرمایی^(۳)، کنترل حرکت سیالات^(۴) و سایر روش‌ها، مثل ازدیاد برداشت میکروبی^(۵) می‌باشند. البته ترتیب، اولویت و اهمیت روش‌های ازدیاد برداشت تا حد زیادی به شرایط مخزن و خواص سنگ و سیال مخزن بستگی دارد [۱].

بعد از برداشت نفت به‌علت افت فشار مخازن، برداشت از نفت باقی‌مانده، به سختی یا با صرف هزینه بیش‌تری انجام می‌شود. از این‌رو برای تثبیت فشار مخزن و هم‌چنین جاروب کردن نفت باقی‌مانده در مخزن، باید به آن گاز، آب یا ترکیبی از هر دو تزریق شود [۱]. حدود ۳۰ سال پیش از میدان آغاچاری روزانه به‌تقریب یک میلیون بشکه نفت، استخراج می‌شد، در حالی که امروز

(۱) Pressure maintenance

(۲) Water flooding

(۳) Thermal

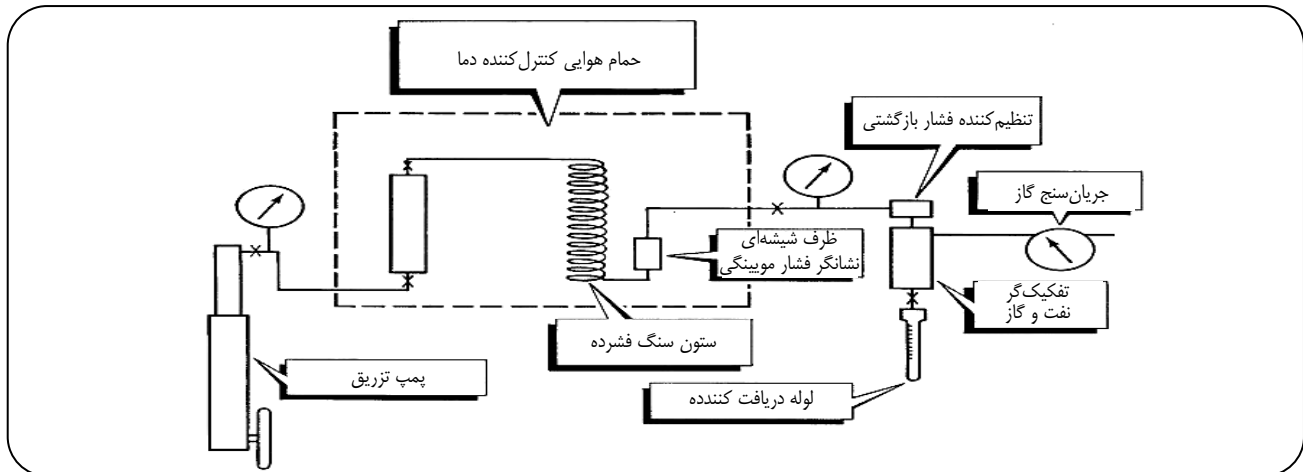
(۴) Mobility control

(۵) Microbial EOR

(۶) Porosity

(۷) Permeability

(۸) Darcy



شکل ۱- نمایش دستگاه لوله قلمی.

فرایند تزریق گاز

گاز ممکن است به دو صورت در لایه نفتی تزریق شود [۴]:

- تزریق غیرامتزاجی گاز^(۱)
- تزریق امتزاجی گاز^(۲)

این عمل باعث تغییر ترکیب دو سیال شده و موجب می‌شود، کمترین فشار امتزاجی پایین آمده تا به فشار مخزن برسد. از آن به بعد تزریق گاز به صورت امتزاجی ادامه پیدا می‌کند. به این پدیده دینامیکی در تزریق گاز به مخزن، امتزاج دینامیکی می‌گویند [۴].

فرایند امتزاج دینامیکی با دو نوع مکانیسم انجام می‌شود:

۱- مکانیسم رانش گاز تبخیری^(۵): در طی فرآیند امتزاج با مکانیسم رانش تبخیری فرض بر این است که ترکیب درصد نفت ثابت باشد و تنها ترکیب درصد گاز تزریقی به سمت غنی‌تر شدن تغییر کند. این عمل تا آنجا ادامه پیدا می‌کند که پدیده امتزاج رخ دهد.

۲- مکانیسم رانش گاز میعانی^(۶): در این مکانیسم، بر خلاف مکانیسم رانش تبخیری، ترکیب درصد گاز ثابت فرض می‌شود و ترکیب درصد نفت به سمت سبک‌تر شدن میل می‌کند و این عمل تا آنجا ادامه پیدا می‌کند که امتزاج صورت گیرد. اما واقعیت این است که هیچ یک از این دو مکانیسم رانش گاز به‌طور کامل در مخزن رخ نمی‌دهد، بلکه همیشه ترکیبی از هر دوی آن‌ها به وقوع می‌پیوندد.

روش‌های متداول تعیین حداقل فشار امتزاجی

دستگاه لوله قلمی

دستگاه لوله قلمی شامل یک لوله باریک پر شده با شن یا دانه‌های شیشه‌ای به طول ۵ تا ۴۰ متر است [۱]. شکل ۱ دستگاه لوله قلمی را نشان می‌دهد. البته پژوهش‌های زیادی بر روی نوع

چنانچه تزریق گاز به گونه‌ای باشد که گاز تزریقی در مخزن با نفت درون مخزن ممزوج نشود و یک جریان دو فازی گاز و نفت با سطح تماس مشخص در حفره‌ها ایجاد شود، این نوع فرایند تزریق گاز را تزریق غیرامتزاجی گاز می‌نامند. در غیر این صورت تزریق گاز، امتزاجی است [۴].

امتزاج گاز تزریقی و سیال مخزن

عمل امتزاج به دو صورت انجام می‌گیرد:

۱- امتزاج در اولین تماس^(۳) (FCM): هنگامی که گاز تزریقی تحت فشار و دمای تزریق با سیال مخزن امتزاج پیدا کند، آن را امتزاج در اولین تماس گویند [۴].

۲- امتزاج دینامیکی^(۴) (MCM): گاز تزریقی ممکن است دارای هیدروکربن‌های بسیار سبک باشد و فشار مخزن هم به حدی نباشد که گاز تزریقی در تماس اولیه امتزاج شود. در این صورت گاز تزریقی و نفت در ابتدای تزریق، دو فاز به‌طور کامل مجزا تشکیل می‌دهند، که با هم در تماس هستند. به مرور زمان در سطح تماس این دو فاز، انتقال جرم صورت می‌گیرد. در واقع در اثر انتقال جرم بین نفت و گاز، نفت سبک‌تر شده و گاز سنگین‌تر می‌شود.

(۱) Immiscible gas injection

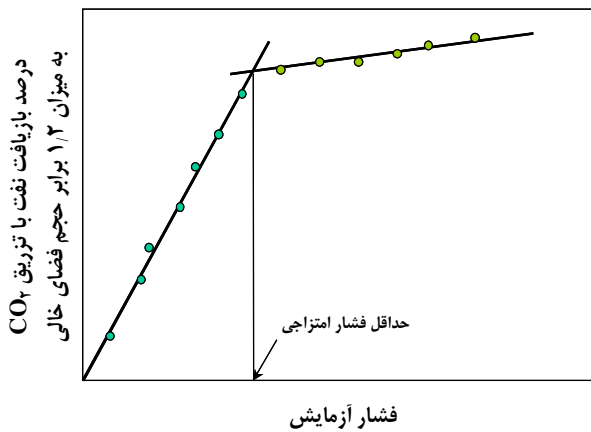
(۲) Miscible gas injection

(۳) First contact miscibility

(۴) Multiple contact miscibility

(۵) Vaporizing gas drive

(۶) Condensing gas drive



شکل ۲- تعیین مقدار حداقل فشار امتزاجی از طریق رسم داده‌های بازیافت بر حسب فشار.

انجام شده است. آنچه از این پژوهش‌ها بر می‌آید این است که، به جز دما و ترکیب سیال، تأثیر عامل‌های دیگر به‌طور قطع به اثبات نرسیده است [۶].

درجه حرارت

دما عاملی است که تأثیر شدیدی بر امتزاج دارد. به‌طور معمول حلالیت گاز با افزایش دما کاهش می‌یابد، بنابراین فشار امتزاج بیش‌تر خواهد شد و برعکس، با کاهش دما، حلالیت افزایش می‌یابد، در نتیجه فشار امتزاج کم‌تر خواهد شد. حلالیت گازهای مختلف با دما نسبت‌های مختلفی دارند. زیرا افزایش یا کاهش حلالیت گازهای مختلف در یک نفت مشخص و در یک فشار معین، تنها تابع جنس گاز است [۶]. به‌عنوان مثال، حلالیت گاز نیتروژن در نفت با افزایش دما زیاد می‌شود، ولی حلالیت گازهای هیدروکربنی با افزایش دما کاهش می‌یابد. در نتیجه، چنان‌چه گازهای هیدروکربنی مثل متان به مخزن تزریق شود، دمای پایین مخزن می‌تواند به امتزاج در فشار کم‌تر کمک کند.

میزان اجزاء متوسط گاز

ترکیبات میانی گاز با نفت امتزاج‌پذیر بوده و حتی می‌توان از مزایای امتزاج در اولین تماس بهره برد. در نتیجه هرچه اجزای متوسط گاز (C_3^+) بیش‌تر باشد، فشار امتزاج به‌شدت پایین خواهد آمد، زیرا این ترکیب‌ها میانی، گاز را سنگین می‌کنند و باعث می‌شوند که عمل امتزاج سریع‌تر و در فشار پایین‌تری رخ دهد [۶].

و جنس مواد پرکننده و تأثیر تغییرهای آن در حداقل فشار امتزاجی انجام‌گرفته که متأسفانه نتیجه‌های این مطالعه‌های قابل اعتماد نیستند. برای تفسیر آزمایش انجام‌گرفته، نمودار بازیافت نهایی را بر حسب فشار رسم می‌کنند. از آن‌جا که پس از امتزاج تغییرات افزایش بازیافت نهایی با افزایش فشار کاهش می‌یابد، نقطه شکست موجود در نمودار، اولین فشاری است که در آن فشار امتزاج اتفاق افتاده است. شکل ۲ تعیین مقدار حداقل فشار امتزاجی با رسم داده‌های بازیافت بر حسب فشار را نشان می‌دهد.

روابط تجربی [۵]

یکی از مهم‌ترین این روابط، رابطه Pedrood است که در این پژوهش نیز از آن استفاده شده است. وی در سال ۱۹۹۵ میلادی با استفاده از یک مدل ترکیبی یک بعدی فرآیند جابه‌جایی نفت توسط گازها را شبیه‌سازی کرده و رابطه زیر را به‌دست آورد:

$$P_m = 49.15 - 0.8863\theta + 2.482 \times 10^{-4}\theta^2 - 0.2054\psi^2 \quad (1)$$

که در آن θ و ψ به ترتیب خواص گاز تزریقی و نفت می‌باشند و از روابط زیر به‌دست می‌آیند:

$$\theta = 100(y_{C_2} + 0.8y_{C_3} + 0.5y_{C_4+CO_2})$$

$$\psi = (10^6 y_{C_2C_3}) / [M_{C_2} (1.8T - 460)]$$

T = درجه حرارت بر حسب کلونین

P_m = حداقل فشار امتزاج (MMP) بر حسب MPa

مدل ترکیبی

روش دیگری که برای تعیین حداقل فشار امتزاجی کاربرد دارد، مدل ترکیبی است که در آن از شبیه‌سازی مدل ترکیبی استفاده می‌شود. در این شبیه‌سازی که به کمک نرم‌افزار صورت می‌گیرد، مدل لوله قلمی و تمام داده‌های ترمودینامیکی سیالات وارد نرم‌افزار می‌شوند. معادله حالت مورد استفاده در شبیه‌ساز بعد از تنظیم به کمک داده‌های تجربی شرایط امتزاج، محاسبه می‌شود.

این پژوهش از روش مدل ترکیبی و با استفاده از نرم‌افزار CMG انجام شده است.

عامل‌های مؤثر بر حداقل فشار امتزاجی

براساس پژوهش‌های صورت‌گرفته توسط Brigham بررسی‌های زیادی برای پیدا کردن عامل‌های مؤثر بر کمترین فشار امتزاجی

میزان اجزای متوسط نفت

اجزای متوسط نفت باعث سبک‌تر شدن نفت می‌شوند و امکان امتزاج را برای گاز بهتر فراهم می‌کنند. با بررسی نمودار مثلثی می‌توان دریافت که هر چه اجزای متوسط نفت (C_7-C_8) زیادتر باشند، فشار امتزاج کاهش خواهد یافت [۶].

میزان اجزای سنگین نفت

هرچه اجزای سنگین نفت بیشتر شود، امکان امتزاج برای گاز کاهش می‌یابد، زیرا مولکول‌های سبک گاز در فشار بالاتری می‌توانند در نفت دارای اجزای سنگین امتزاج پیدا کنند [۶]. این نکته را می‌توان از نمودار مثلثی به‌خوبی دریافت. روشن است که افزایش درصد اجزاء سنگین و وزن مولکولی آن‌ها باعث افزایش حداقل فشار امتزاجی خواهد شد [۶].

بخش نظری

برای بررسی کیفیت سیال مخزن قبل از تنظیم معادله حالت، تغییرات فشار اشباع مخزن بر حسب دما با استفاده از معادلات حالت PR و SRK ترسیم شد، شکل ۳. با توجه به این که معادله حالت PR تطابق بهتری با داده‌های موجود دارد، برازش بر روی این معادله حالت انجام گرفته است.

با استفاده از ضریب توصیفی واتسون، $K_{w}=11.79$ محاسبه شد. در نتیجه ترکیب‌های مجازی غالب این نفت، نفتی^(۱) می‌باشند.

سپس جزء سنگین سیال به ۵ ترکیب متفاوت FC_6 ، $C_7 - C_{12}$ ، $C_{13} - C_{17}$ ، $C_{18} - C_{22}$ و C_{23}^+ گروه‌بندی شد. جدول ۳ خواص فیزیکی ۵ ترکیب مجازی که از شکسته شدن C_6^+ به‌دست آمده است را نشان می‌دهد.

تنظیم معادله حالت

برای تصحیح پارامترهای معادله حالت، نیاز به انتخاب پارامترهای برازش و تغییر آن‌ها به‌وسیله حل یک مسئله بهینه‌سازی غیرخطی است که شامل کمینه‌کردن^(۲) تابع خطای کلی به‌صورت زیر می‌باشد:

$$F(X) = \sum W_i (Y_i - y_i)^2 \quad (2)$$

در این رابطه:

$F(X)$: تابع خطا

Y_i : مقدار آزمایشگاهی خصوصیت i

y_i : مقدار محاسبه شده خصوصیت i

X : متغیر رگرسیون

W_i : ضریب وزنی

با توجه به این معادله، مقدار خطای هر ویژگی تعیین شده و این خطا را کمینه می‌کنند.

$$\delta_{ij} = 1 - \left[\frac{2v_{ci}^{1/6} v_{cj}^{1/6}}{v_{ci}^{1/3} + v_{cj}^{1/3}} \right]^9 \quad (3)$$

در این معادله از نمای ضریب تأثیر متقابل دو جزئی^(۳) که در آن حجم بحرانی ترکیب i و δ ضریب اثر متقابل بین یک ترکیب از سیال هیدروکربنی با ترکیب دیگر هیدروکربنی می‌باشد، فشار بحرانی، دمای بحرانی، جرم مولکولی، ضریب بی‌مرکزی^(۴) ترکیب‌های مجازی و پارامترهای معادله حالت (Ω_b و Ω_a) برای ترکیب C_{33}^+ به‌عنوان پارامترهای برازش استفاده شده است. شکل ۴ نمودار فشار-دما برای سیال مخزن را نشان می‌دهد، اعداد زیر شکل درصد مایع ترکیب دو فازی است. شکل‌های ۵ تا ۱۳ نزدیکی ویژگی‌های محاسبه شده سیال مخزن توسط معادله حالت PR بعد از انجام برازش، به داده‌های تجربی را نشان می‌دهد.

توسعه مدل لوله قلمی

ابتدا از رابطه *Pedrood* معادله (۱) برای تخمین حداقل فشار امتزاجی استفاده شد. رابطه *Pedrood* حداقل فشار امتزاجی را 5150.73 پوند بر اینچ مربع پیش‌بینی کرد. با توجه به عدد به‌دست آمده، مدل لوله قلمی از فشار 3500 پوند بر اینچ مربع تا 7000 پوند بر اینچ مربع بررسی شد. مطابق جدول ۴ داده‌های ضریب بازیافت نهایی حاصل از نرم‌افزار در فشارهای مختلف، نسبت به فشارهای متناظر یادداشت و در نهایت ضریب بازیافت نهایی برحسب فشار رسم شد. مطابق شکل ۱۵ نقطه شکست که در نمودار مشاهده می‌شود، کم‌ترین فشار امتزاجی (MMP) خواهد بود. با توجه به این نمودار، مقدار حداقل فشار امتزاجی 5236 پوند بر اینچ مربع محاسبه شد که با داده‌های آزمایشگاهی لوله قلمی که توسط شرکت مهندسی و توسعه نفت انجام گرفته و مقدار آن را 5469 پوند بر اینچ مربع محاسبه می‌کند [۲]، مطابقت دارد، جدول ۵ خطای محاسبه را نشان می‌دهد.

(۱) Naphtene

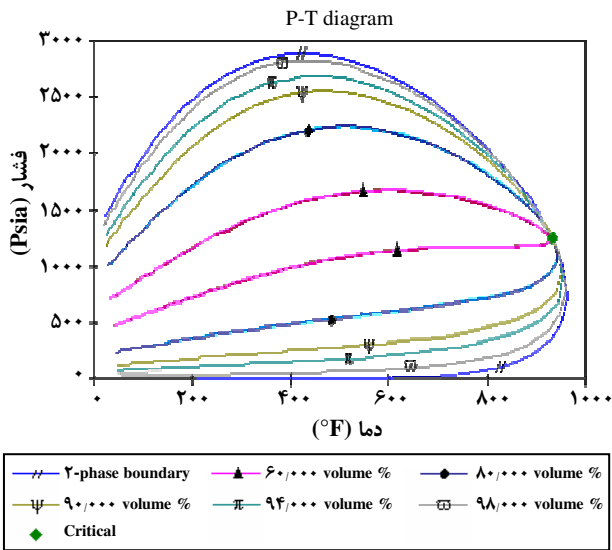
(۲) Minimizing

(۳) Binary interaction coefficient exponent

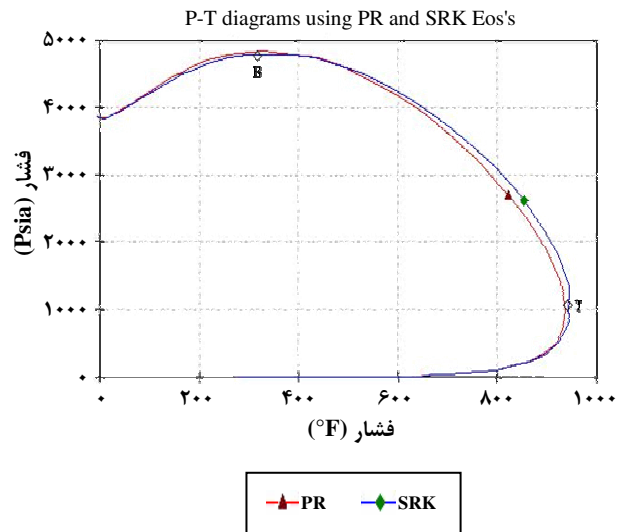
(۴) Acentric factor

جدول ۳- ویژگی‌های سیالات مجازی بعد از گروه‌بندی.

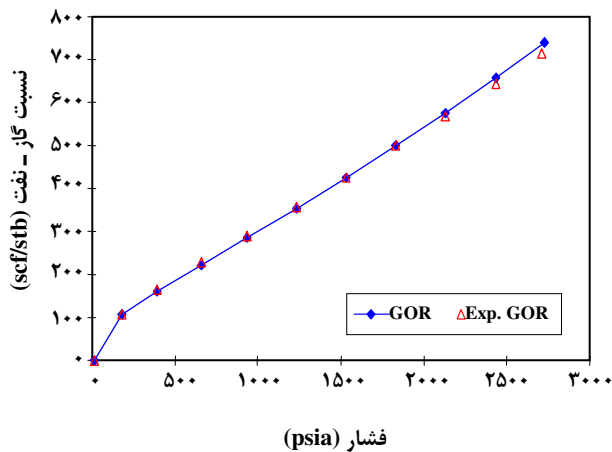
درصد مولی	وزن مولکولی	ضریب بی مرکزی	دمای بحرانی (K)	فشار بحرانی (atm)	ترکیبات مجازی
۱,۵۴۵	۸۲,۶۷	۰,۲۱۶	۵۱۰,۴۰	۲۵,۵۱	FC _۶
۹,۴۸۹	۱۳۲,۰۴	۰,۳۷۰	۶۱۷,۸۰	۲۵,۵۷	C _۷ -C _{۱۲}
۸,۰۴۶	۲۰۸,۵۴	۰,۵۶۵	۷۲۶,۸۹	۱۸,۶۱	C _{۱۳} -C _{۱۷}
۵,۴۰۹	۲۷۵,۶۴	۰,۷۱۶	۷۹۵,۹۰	۱۵,۴۰	C _{۱۸} -C _{۲۲}
۶,۸۳۲	۴۳۴,۳۶	۱,۰۰۴	۹۱۸,۷۹	۱۱,۴۴	C _{۲۳} -C _{۳۶}



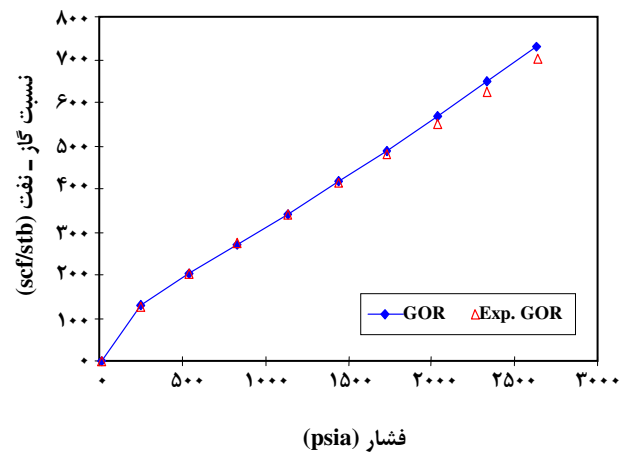
شکل ۴- تغییرهای فشار اشباع سیال مخزن برحسب دما بعد از انجام برازش.



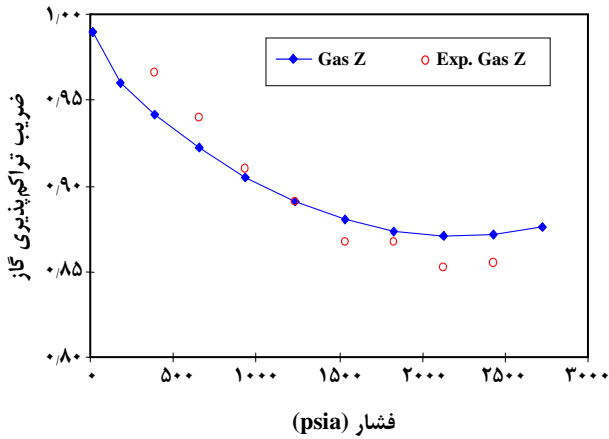
شکل ۳- نمودار فشار - دما برای سیالات مخزن با استفاده از معادلات حالت PR و SRK.



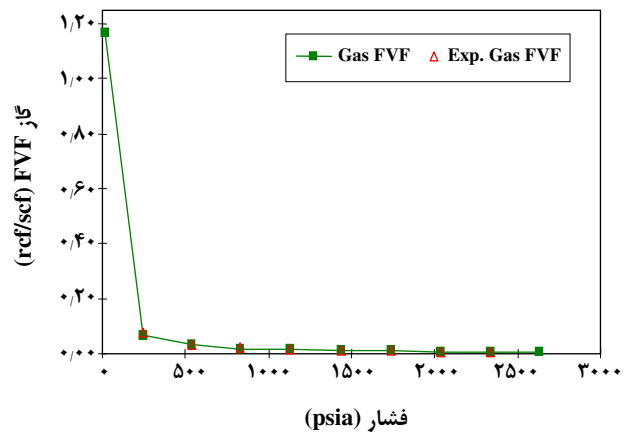
شکل ۶- تغییرهای GOR برحسب فشار در دمای ۱۸۵ °F بعد از انجام برازش.



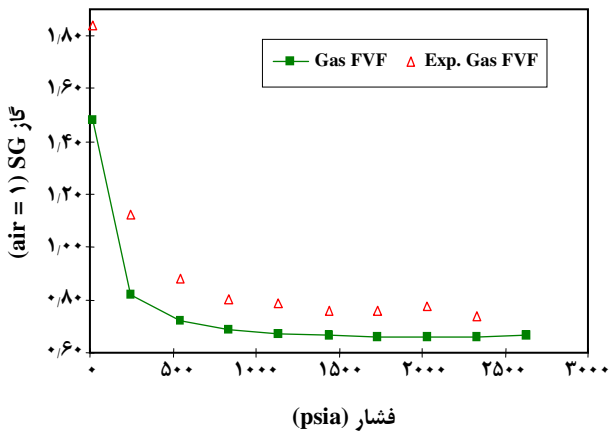
شکل ۵- تغییرهای GOR برحسب فشار، در دمای ۱۶۵ °F بعد از انجام برازش.



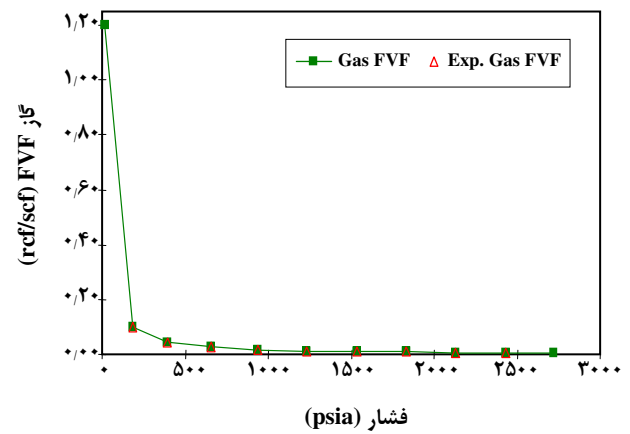
شکل ۶- تغییرهای ضریب تراکم پذیری گاز برحسب فشار در دمای ۱۸۵ °F بعد از انجام برازش.



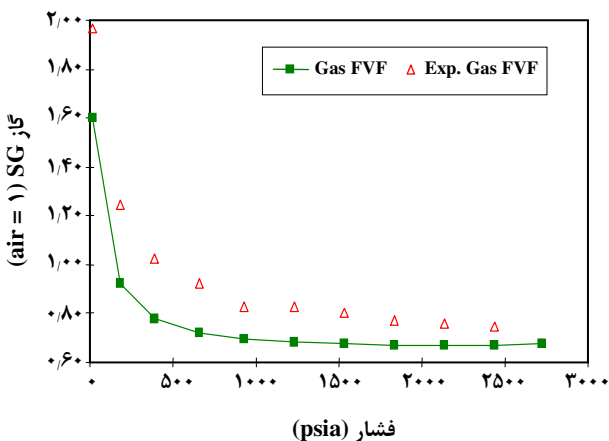
شکل ۷- تغییرهای ضریب حجمی گاز سازند (B_g) برحسب فشار در دمای ۱۶۵ °F بعد از انجام برازش.



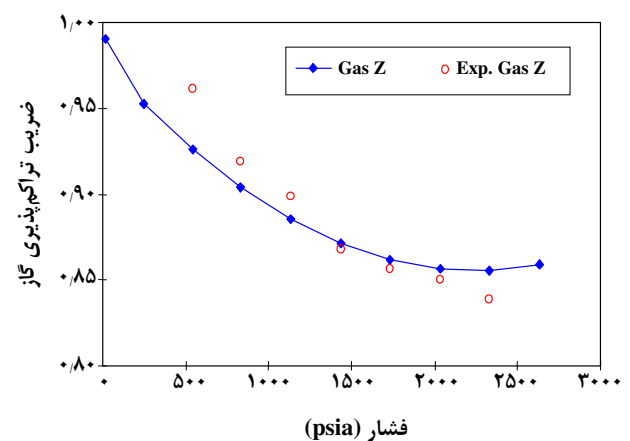
شکل ۸- تغییرهای وزن مخصوص گاز برحسب فشار در دمای ۱۶۵ °F بعد از انجام برازش.



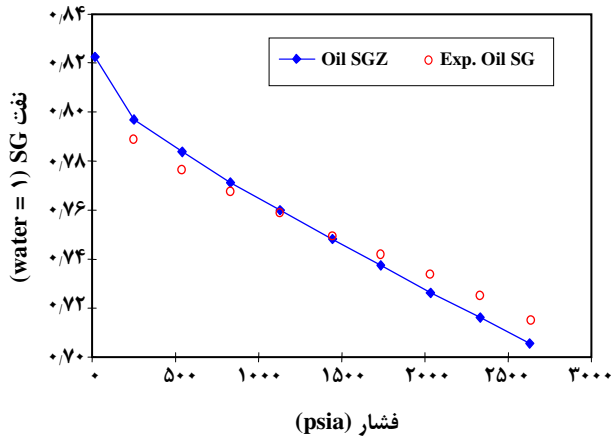
شکل ۹- تغییرهای ضریب حجمی گاز سازند (B_g) برحسب فشار در دمای ۱۸۵ °F بعد از انجام برازش.



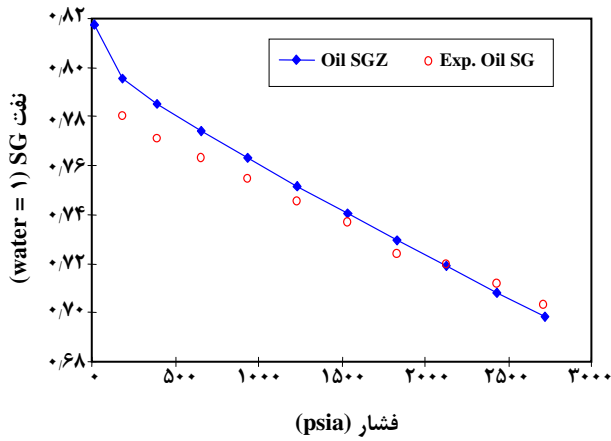
شکل ۱۰- تغییرهای وزن مخصوص گاز برحسب فشار در دمای ۱۸۵ °F بعد از انجام برازش.



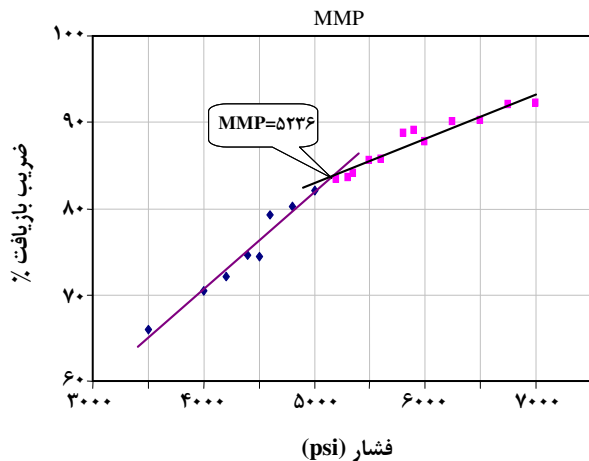
شکل ۱۱- تغییرهای ضریب تراکم پذیری گاز برحسب فشار در دمای ۱۶۵ °F بعد از انجام برازش.



شکل ۱۳- تغییرهای وزن مخصوص نفت برحسب فشار در دمای °F ۱۶۵ بعد از انجام برازش.



شکل ۱۴- تغییرهای وزن مخصوص نفت برحسب فشار در دمای °F ۱۸۵ بعد از انجام برازش.



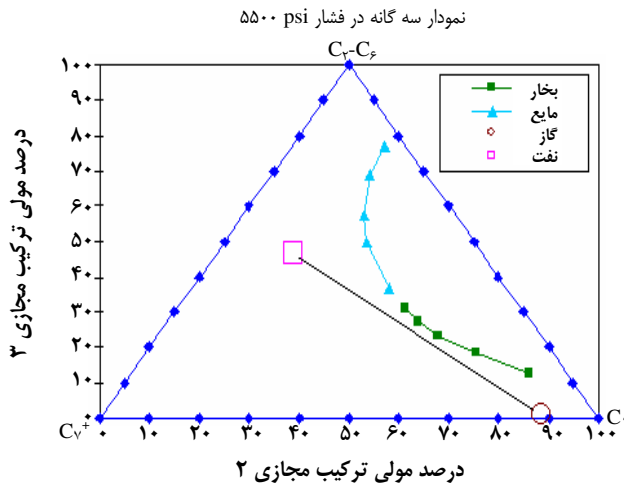
شکل ۱۵- تغییرهای درصد بازیافت نفت بر حسب فشار تزریق گاز فازهای ۶، ۷ و ۸ میدان پارس جنوبی به مدل لوله قلمی اشباع شده از نفت میدان آغاچاری و تعیین نقطه حداقل فشار امتزاجی، ۵۲۳۶ Psi.

جدول ۴- ضریب بازیافت نهایی به دست آمده از نرم افزار CMG در فشارهای مختلف.

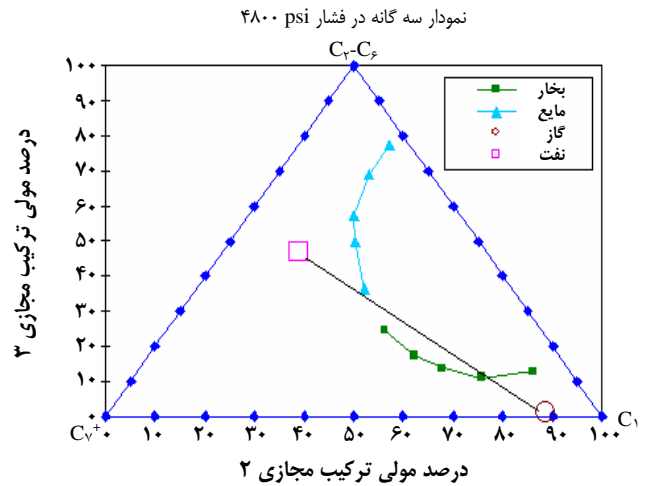
فشار (Psi)	ضریب بازیافت نهایی
۳۵۰۰	۶۵٫۹۸۹۶
۴۰۰۰	۷۰٫۴۰۳۳
۴۲۰۰	۷۲٫۱۲۸۶
۴۴۰۰	۷۴٫۵۴۴۰
۴۵۰۰	۷۴٫۳۸۳۷
۴۶۰۰	۷۹٫۱۸۳۹
۴۸۰۰	۸۰٫۲۲۸۳
۵۰۰۰	۸۲٫۰۶۲۴
۵۲۰۰	۸۳٫۴۵۰۳
۵۳۰۰	۸۳٫۶۴۳۵
۵۳۵۰	۸۳٫۹۹۲۹
۵۵۰۰	۸۵٫۶۱۷۶
۵۶۰۰	۸۵٫۷۵۰۳
۵۸۰۰	۸۸٫۷۶۵۶
۵۹۰۰	۸۹٫۰۷۳۲
۶۰۰۰	۸۷٫۷۷۹۳
۶۲۵۰	۹۰٫۰۸۱۳
۶۵۰۰	۹۰٫۲۷۲۱
۶۷۵۰	۹۱٫۹۹۷۲
۷۰۰۰	۹۲٫۲۰۸۰

جدول ۵- میزان خطای محاسبه شده.

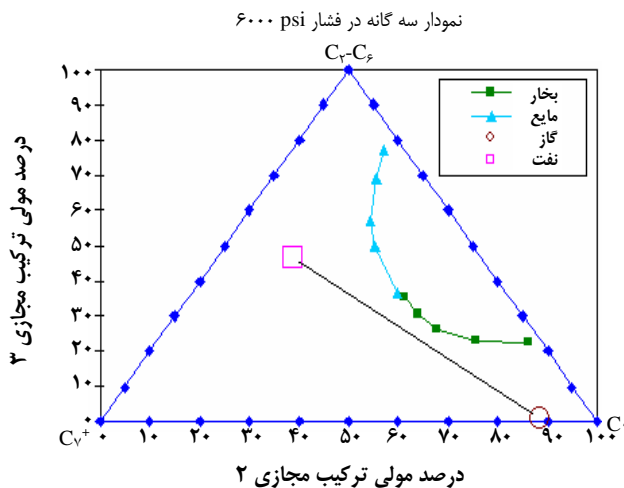
خطا %	MMP (Psi)	روش محاسبه
---	۵۴۶۹	آزمایشگاهی
-۵٫۸۳	۵۱۵۰	Pedrood
-۴٫۲۶	۵۲۳۶	شبیه سازی



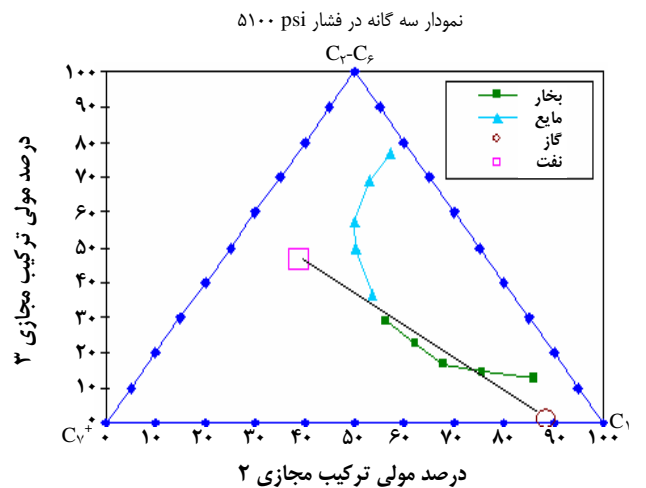
شکل ۱۸- نمودار سه فازي مربوط به فازهای ۶، ۷ و ۸ میدان گازی پارس جنوبی در فشار ۵۵۰۰ psi.



شکل ۱۶- نمودار سه فازي مربوط به فازهای ۶، ۷ و ۸ میدان گازی پارس جنوبی در فشار ۴۸۰۰ psi.



شکل ۱۹- نمودار سه فازي مربوط به فازهای ۶، ۷ و ۸ میدان گازی پارس جنوبی در فشار ۶۰۰۰ psi.



شکل ۱۷- نمودار سه فازي مربوط به فازهای ۶، ۷ و ۸ میدان گازی پارس جنوبی در فشار ۵۱۰۰ psi.

می‌باشد. کاهش آن نیز حداقل فشار امتزاجی را افزایش می‌دهد، (شکل ۲۰ و جدول ۶).

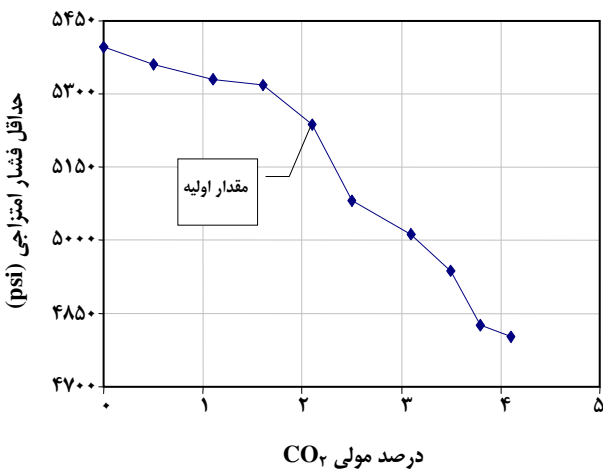
۲- وضعیت بازیافت نهایی نفت از میدان نفتی آغاچاری و همچنین حداقل فشار امتزاجی با تغییرهای درصد مولی هیدروژن سولفید از مقدار ۰٫۲۳۵۶۸۴٪ به مقدارهای ۰٫۱۳، ۰٫۱۸، ۰٫۰۵، ۰٫۱۰ و ۱٫۵ درصد بررسی شد. افزایش یا کاهش میزان گاز H₂S در گاز تزریقی به مخزن مورد نظر، مانند گاز CO₂ رابطه معکوسی با حداقل فشار امتزاجی دارد. شکل ۲ و جدول ۷ بیانگر چگونگی این تغییرات است.

۳- درصد مولی نیتروژن نیز از ۳٫۴۲۲۵۴٪ به مقدارهای

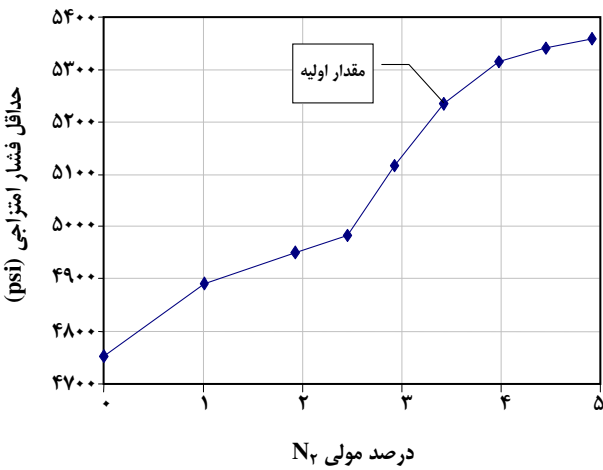
با استفاده از نمودارهای سه فازي در چهار فشار ۴۸۰۰، ۵۱۰۰، ۵۵۰۰ و ۶۰۰۰ پوند بر اینچ مربع صحت این عدد مورد بررسی گرفت، (شکل‌های ۱۶ تا ۱۹).

نتیجه‌گیری

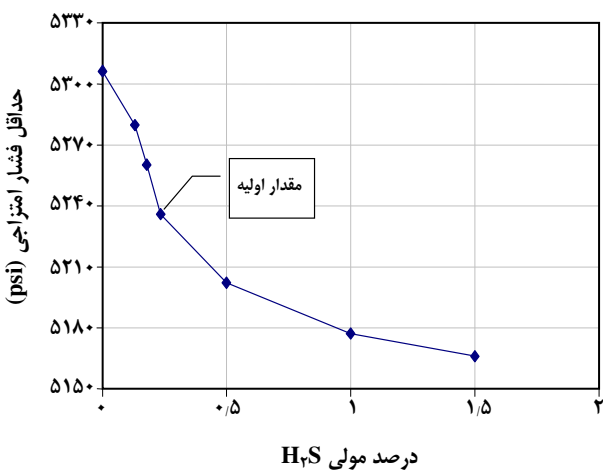
۱- جزء مولی کربن دی‌اکسید از ۲٫۱٪ به مقادیر ۰٫۵، ۰٫۱، ۱٫۱، ۱٫۶، ۲٫۵، ۳٫۱، ۳٫۵ و ۴٫۱ درصد تغییر داده شد و با توجه به فشارهای مختلف تزریق گاز، ضریب بازیافت نهایی نفت محاسبه شد. بررسی انجام گرفته بر روی گاز CO₂ و تأثیر آن بر حداقل فشار امتزاجی حاکی از آن است که افزایش درصد مولی آن از مخزن آغاچاری



شکل ۲۰- تغییرهای حداقل فشار امتزاجی با تغییر درصد مولی گاز CO₂.



شکل ۲۱- تغییرهای حداقل فشار امتزاجی با تغییر درصد مولی گاز N₂.



شکل ۲۲- تغییرهای حداقل فشار امتزاجی با تغییر درصد مولی گاز.

جدول ۶- میزان حداقل فشار امتزاجی به ازای درصد مولی برای گاز CO₂.

درصد مولی	حداقل فشار امتزاج
0/0	5396
0/5	5360
1/1	5330
1/6	5317
2/1	5236
2/5	5081
3/1	5012
3/5	4937
3/8	4826
4/1	4801

جدول ۷- میزان حداقل فشار امتزاجی به ازای درصد مولی برای گاز H₂S.

درصد مولی	حداقل فشار امتزاج
0/00	5306
0/13	5280
0/18	5260
0/2357	5236
0/50	5202
1/00	5177
1/50	5166

جدول ۸- میزان حداقل فشار امتزاجی به ازای درصد مولی برای گاز N₂.

درصد مولی	حداقل فشار امتزاج
0/00	4754
1/00	4892
1/93	4950
2/45	4985
2/93	5116
3/42	5236
3/98	5315
4/45	5341
4/92	5360

جدول ۹- میزان حداقل فشار امتزاجی به ازای درصد مولی برای گاز H_2S .

درصد مولی	حداقل فشار امتزاج
۰/۰۰	۵۳۰۶
۰/۱۳	۵۲۸۰
۰/۱۸	۵۲۶۰
۰/۲۳۵۷	۵۲۳۶
۰/۵۰	۵۲۰۲
۱/۰۰	۵۱۷۷
۱/۵۰	۵۱۶۶

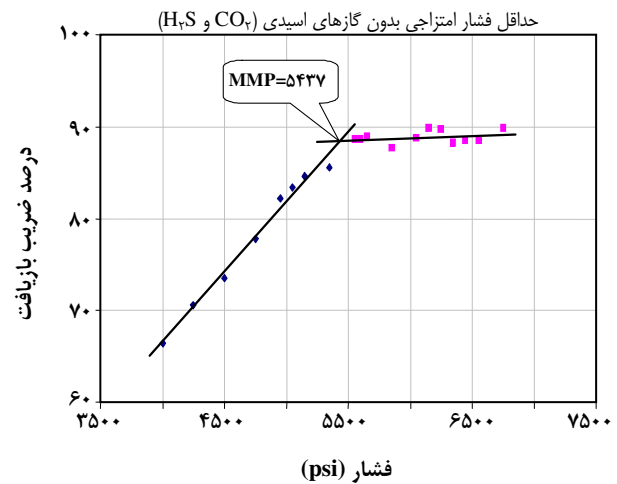
۰/۰، ۱/۰، ۱/۹۳، ۲/۴۵، ۲/۹۳، ۳/۹۸، ۴/۴۵ و ۴/۹۲ درصد تغییر داده شد و مقدار حداقل فشار امتزاجی برای هر کدام محاسبه شد. در مورد گاز N_2 بر عکس گاز CO_2 ، افزایش آن باعث بالا رفتن حداقل فشار امتزاجی می‌شود، و کاهش آن حداقل فشار امتزاجی را می‌کاهد، شکل ۲۱ و جدول ۸ بیانگر این حقیقت می‌باشند. در مجموع وجود گاز N_2 در گاز تزریقی اثر منفی بر میزان بازیافت نفت دارد.

۴- وضعیت بازیافت نهایی نفت از میدان نفتی آغاچاری و همچنین حداقل فشار امتزاجی با تغییرات درصد مولی سولفید هیدروژن از مقدار 0.235684% به مقدارهای 0.13 ، 0.18 ، 0.5 ، 1.0 و 1.5 درصد بررسی شد. افزایش یا کاهش میزان گاز H_2S در گاز تزریقی به مخزن مورد نظر، مانند گاز CO_2 رابطه معکوسی با حداقل فشار امتزاجی دارد. شکل ۲۲ و جدول ۹ بیانگر چگونگی این تغییرها است.

۵- در صورتی که هر دو گاز اسیدی H_2S و CO_2 از گاز تزریقی کاملاً تصفیه شوند، حداقل فشار امتزاجی افزایش قابل ملاحظه‌ای پیدا می‌کند. شکل ۲۳ تأثیر این جداسازی را نشان می‌دهد.

البته لازم به ذکر است که بحث ایمنی انتقال گاز ترش به مسافت ۵۱۰ کیلومتر از عسلویه به منطقه آغاچاری از دیدگاه زیست محیطی باید به طور کامل مورد بررسی قرار گیرد تا از هرگونه حادثه احتمالی جلوگیری شود [۷].

تاریخ دریافت: ۱۳۸۵/۱۱/۲۸ ؛ تاریخ پذیرش: ۱۳۸۹/۳/۳



شکل ۲۳- نمودار فشار ضریب بازیافت نهایی، زمانی که درصد مولی H_2S و CO_2 به صفر 0% رسانده شده است.

مراجع

- [1] Green D.W, Wilhite P, "Enhanced Oil Recovery" Second Edition, SPE, Texas Richardson (2003).
- [۲] روزنامه جمهوری اسلامی، (۱۳۸۴).
- [۳] گزارشی از شرکت مهندسی و توسعه نفت، اسفندماه (۱۳۸۶).
- [4] Dake L.P., "Fundamental of Reservoir Engineering" Second Edition, Elsevier, pp. 343-429 (1986).
- [5] Danesh, "PVT & Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids", Heriot Watt University Edinburgh, Scotland Elsevier (1998).
- [6] Brigham, W.E., Mixing Equations in Short Laboratory Cores, *Trans. AIME*, **257**, p. 91, (1974).
- [۷] رفیعی، احمد؛ وطنی، علی، "حریم ایمنی خط لوله انتقال گاز ترش عسلویه - آغاچاری" دومین همایش ملی مهندسی ایمنی و مدیریت HSE دانشکده مهندسی شیمی و نفت دانشگاه صنعتی شریف ۱۶-۱۴ اسفندماه (۱۳۸۶).