

# شبیه‌سازی آزمایش لوله قلمی در تزریق گاز غنی شده با میعانات گازی در نفت یکی از میادین جنوب ایران

نصراله شکیباصفت\*<sup>۱</sup> و زهرا استخر<sup>۲</sup>

۱- شرکت مناطق نفت خیز جنوب، اهواز، ایران

۲- دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم تحقیقات، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۱۱/۱۵ تاریخ پذیرش: ۹۷/۶/۵

## چکیده

یکی از روش‌های ازدیاد برداشت نفت، تزریق امتزاجی گاز است. مهمترین پارامتر در طراحی روش تزریق امتزاجی گاز، تعیین و محاسبه حداقل فشار امتزاجی است. جهت به‌دست آوردن بیشترین برداشت نفت، نیاز است که عملیات تزریق در محدوده فشار امتزاج پذیر و یا مقداری بالاتر از آن صورت گیرد. در این روش محاسبه و پیش‌بینی حداقل فشار امتزاجی، پارامتر بسیار مهمی است. در این مطالعه برای شبیه‌سازی آزمایش لوله قلمی و بررسی شرایط امتزاج پذیر، از اطلاعات آزمایشگاهی مدل لوله قلمی میدان A در نرم افزار Petrel (Eclipse 300) استفاده شده است. پس از مدل‌سازی خواص سیالات با نرم‌افزار Winprop، خروجی مدل سیال به فرمت مناسب تهیه و در فایل داده شبیه‌ساز Eclipse 300 قرار می‌گیرد. سپس با شبیه‌سازی تزریق سیالات با ترکیب متفاوت در سیال مخزن، حداقل فشار امتزاجی در هر یک از حالت‌ها محاسبه می‌گردد. در این حالت گاز خشک را با نسبت‌های مختلف از میعانات گازی ترکیب کرده و در نهایت با توجه به شرایط فشاری مخزن، ترکیب بهینه تزریق در نفت مخزن مشخص می‌شود. سپس بر روی پارامترهای تاثیرگذار در فرآیند تزریق گاز آنالیز حساسیت‌سنجی انجام گردید.

**کلمات کلیدی:** فشار امتزاجی، ترکیب بهینه تزریق، میعانات گازی، امتزاج‌پذیری، مدل لوله قلمی، آزمایش لوله قلمی.

\*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: shakibasefat.n@nisoc.ir  
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2018.3281.2510)

## مقدمه

میدان نفتی A تاقدیسی نسبتاً متقارن به ابعاد ۳۰ در ۷ Km و در جنوب ایران قرار دارد. این میدان تاقدیسی با روند شمال غربی - جنوب شرقی است. تاکنون ۳۱ حلقه چاه در این میدان حفر شده است.

تزریق گاز به صورت امتزاجی در این مخزن با توجه به مطالعات انجام شده و مشخصات مخزنی آن برنامه‌ریزی شده است. زیر اشباع بودن سیال مخزن، فشار بالای آن، دمای مخزن، وجود لایه‌های ماسه سنگی با شیب ملایم و وجود عوامل دیگری مانند زیر ساخت‌های لازم جهت تامین گاز و مایعات گازی از دلایل انتخاب این مخزن جهت انجام عملیات تزریق گاز به شمار می‌رود. تزریق گاز امتزاجی یک روش اثبات شده جهت ازدیاد برداشت نفت می‌باشد که از دهه ۱۹۶۰ معرفی شده است [۱].

کمترین فشاری که گاز تزریقی به صورت دینامیکی در نفت مخزن امتزاج پیدا می‌کند را حداقل فشار امتزاج<sup>۱</sup> (MMP) گویند [۲]. جهت بررسی تزریق امتزاجی در یک میدان، حداقل فشار امتزاج یکی از پارامترهای کلیدی و تاثیر گذار است [۳]. موفقیت یک پروژه تزریق امتزاجی به شدت وابسته به نحوه محاسبه آزمایشگاهی و یا شبیه‌سازی حداقل فشار امتزاجی در میدان است. اندازه‌گیری MMP یکی از مراحل کلیدی در فرآیند تزریق گاز است [۴]. فرآیند جابه‌جایی امتزاجی زمانی رخ می‌دهد که نیروی کشش سطحی موجود بین سیالات از بین برود. به عبارت دیگر امتزاج در سیستم گاز-نفت زمانی حاصل می‌شود که کشش سطحی بین دو فاز مایع و گاز برابر و یا نزدیک به صفر گردد. در این شرایط گاز تزریقی به طور کامل و با هر نسبتی در نفت مخزن حل می‌شود. کمترین فشاری که در آن کشش سطحی بین دو فاز صفر شود به عنوان حداقل فشار امتزاج و یا MMP شناخته می‌شود. ترکیب بهینه تزریق<sup>۲</sup> در شرایط مخزن، شرایط امتزاج را به وجود می‌آورد. استفاده از تزریق گاز

امتزاجی در مخازن به سرعت افزایش یافته است [۵]. یکی از مهمترین پارامترها در طراحی روش تزریق امتزاجی گاز، تعیین و محاسبه پارامتر حداقل فشار امتزاجی است. موفقیت انجام پروژه‌های تزریق امتزاجی بستگی به نحوه اندازه‌گیری میزان MMP در آزمایشگاه، تعمیم درست آن به مخزن و همچنین نحوه اجرای عملیات در میدان دارد. افزایش فشار باعث بهبود امتزاج‌پذیری می‌شود، اما هزینه عملیات را افزایش می‌دهد بنابراین محاسبه حداقل فشار امتزاجی پارامتری بسیار مهم است [۶]. در کارهای آزمایشگاهی، MMP را می‌توان به صورت حداقل فشاری که در آن تمام نفت موجود پس از تزریق ۱/۲ حجم منافذ از گاز تزریقی جابه‌جا شده باشد نیز تعریف کرد [۷]. در مهندسی مخازن، روش‌های آزمایشگاهی مختلفی از جمله آزمایش لوله قلمی<sup>۳</sup>، روش حباب بالا رونده<sup>۴</sup>، تکنیک از بین رفتن کشش سطحی<sup>۵</sup> برای پیش‌بینی و تعیین حداقل فشار امتزاج وجود دارد. آزمایش جابه‌جایی لوله قلمی بیشترین استفاده را در میان روش‌های تجربی دارد. رویکرد اساسی این است که یک جریان نزدیک به یک بعدی که در آن فشار خروجی ثابت باشد ایجاد گردد و طی آن گاز، نفت را جابه‌جا کند. مجموعه‌ای از این نمونه آزمایش‌ها، در فشارهای مختلف انجام شده و بازیافت نفت در حالی که حجم گاز تزریقی به ۱/۲ حجم منافذ لوله قلمی رسیده باشد اندازه‌گیری می‌شود. در این حالت ضریب بازیافت نفت اغلب به بیش از ۹۰٪ می‌رسد. در بیشتر تحقیقات انجام شده مبنای تفسیر نتایج آزمایش لوله قلمی، موارد متعددی از جمله زمان میان‌شکنی گاز، بازیافت نهایی در یک حجم گاز تزریق شده مشخص، حجم سیال خروجی از لوله قلمی، ترکیب گاز، مایع خروجی و غیره می‌تواند در نظر گرفته شود [۸].

1. Minimum Miscible Pressure(MMP)

2. Minimum Miscible Composition(MMC)

3. Slim Tube

4. Rising Bubble Apparatus(RBA)

5. Vanishing Interfacial Tention(VIT)

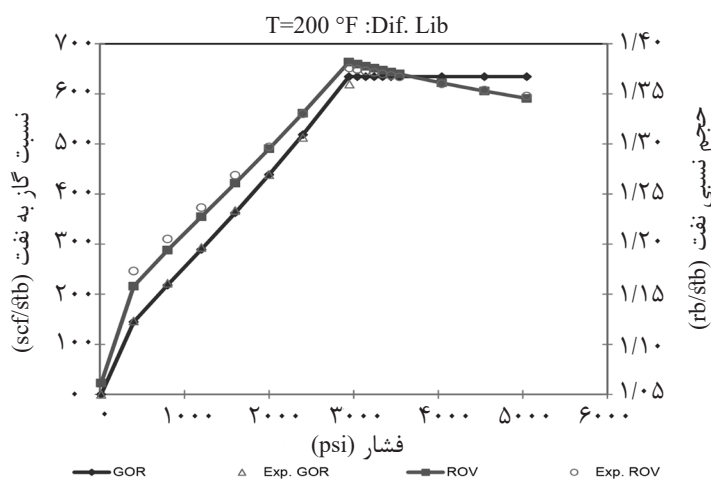
ترکیبی Eclipse300 با روش حل ضمنی<sup>۱</sup> استفاده شده است. در ابتدا با وارد کردن داده‌های آزمایشات کامل نمونه سیال چاه ۱۱ مخزن A شامل داده‌های آزمایش انبساط چند مرحله‌ای<sup>۲</sup>، تفکیک چند مرحله‌ای<sup>۳</sup>، فشار اشباع و ویسکوزیته سیال مخزن به نرم‌افزار (2015) WINPROP و با انتخاب معادله حالت پنگ رابینسون سه پارامتری، تطابق<sup>۴</sup> مناسبی از داده‌های آزمایشگاهی و خروجی شبیه‌ساز به دست آمد. در شکل‌های ۱ و ۲ مقایسه بین داده‌های شبیه‌ساز و داده‌های آزمایشگاهی در انبساط چند مرحله‌ای و تفکیک چند مرحله‌ای نشان داده شده است. مقدار فشار اشباع نمونه آزمایشگاهی با فشار اشباع محاسبه شده توسط معادله حالت مطابقت دقیقی نشان می‌دهد. سپس سایر داده‌های آزمایشگاهی با خروجی‌های شبیه‌ساز مقایسه می‌شود و پس از بررسی دقت عملکرد معادله حالت، داده‌های مورد نیاز شبیه‌سازی ترکیبی<sup>۵</sup> را در دمای مخزن از شبیه‌ساز خروجی گرفته می‌شود و با اعمال تغییرات لازم، داده‌ها بر اساس فرمت مناسب وارد بخش فایل داده نرم‌افزار Eclipse300 می‌گردد.

### عوامل موثر بر حداقل فشار امتزاجی

با افزایش دمای مخزن فشار امتزاج نیز بالاتر می‌رود. فشار MMP با مقدار کل ترکیبات  $C_5$  تا  $C_{30}$  در نفت مخزن رابطه معکوس دارد، بدین صورت که هرچه مقدار کل ترکیبات  $C_5$  تا  $C_{30}$  در نفت مخزن بیشتر باشد، فشار امتزاجی پایین‌تر خواهد بود. هرچه جرم مولکولی نفت مخزن کم‌تر باشد، با گاز تزریقی راحت‌تر مخلوط می‌شود و در نتیجه MMP کمتر خواهد شد. رسیدن به امتزاج گاز با نفت مخزن تقریباً مستقل از وجود ترکیبات  $C_2$  تا  $C_4$  در نفت است [۹]. Alston و همکاران نتیجه گرفتند که وجود مقدار قابل توجهی نیتروژن و متان در نفت مخزن باعث بالا رفتن مقدار MMP خواهد شد [۱۰]. احمد و همکارانش تأثیر فاکتورهای بیشتری را بر روی MMP مورد مطالعه قرار دادند. با افزایش API مقدار MMP کاهش می‌یابد، وجود متان در گاز تزریقی باعث بالا رفتن مقدار حداقل فشار امتزاج خواهد شد و با افزایش جرم مولکولی، میزان فشار MMP افزایش پیدا می‌کند [۱۱].

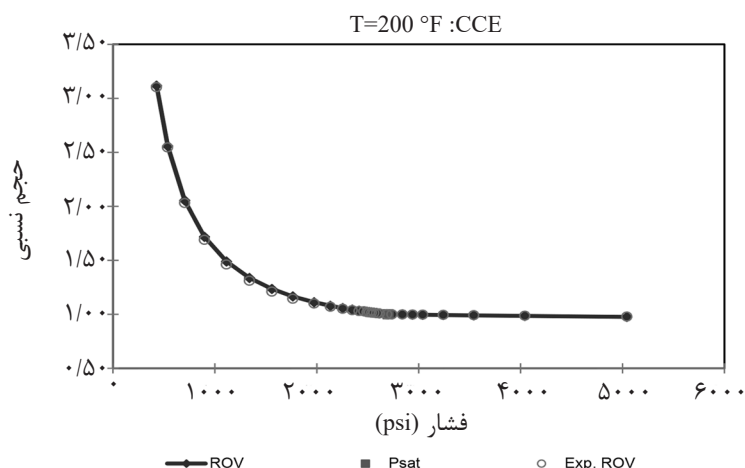
### ساخت مدل شبیه‌سازی آزمایش لوله قلمی

در شبیه‌سازی آزمایش لوله قلمی از شبیه‌ساز



شکل ۱ تطابق داده‌های آزمایش تکنیک چند مرحله‌ای با خروجی شبیه‌ساز

1. Full Implicit
2. Constant Composition Expansion (CCE)
3. Differential Liberation
4. Tuning
5. Compositional



شکل ۲ تطابق داده‌های آزمایش انبساط چند مرحله‌ای با خروجی شبیه‌ساز

### اطلاعات موجود از آزمایشات لوله قلمی در میدان A

در سال ۱۳۵۲ آزمایش امتزاج‌پذیری بر روی نفت مخزن A انجام شد [۱۲]. نفت و گاز مورد استفاده در این آزمایش از تفکیک‌گر مرحله اول واحد بهره‌برداری گرفته شده است و سپس نفت با گاز ترکیب شده تا جایی که در دمای مخزن، فشار اشباع آن نزدیک به فشار اشباع نفت مخزن باشد و سپس سیال به‌دست آمده در آزمایش لوله قلمی استفاده شده است. در این آزمایش‌ها از دو نمونه گاز جهت تزریق امتزاجی استفاده شده است. جدول ۱ ترکیب گازهای تزریقی را در این آزمایشات نشان می‌دهد. اگر از ترکیب گاز ۱ در آزمایش لوله قلمی استفاده شود فشار امتزاج‌پذیری برابر با ۳۴۰۰ psi محاسبه می‌شود و در صورتی که از ترکیب شماره ۲ در آزمایش لوله قلمی به عنوان سیال تزریقی استفاده شود، فشار امتزاج ۴۵۰۰ psi به‌دست می‌آید [۱۲]. جهت بررسی مقدار فشار امتزاج‌پذیری می‌توان از معادلات تجربی نیز استفاده کرد. زمانی که از معادله تجربی بنهام<sup>۱</sup> جهت محاسبه حداقل فشار امتزاج استفاده شود، نتایج نشان می‌دهد که پاسخ معادله تجربی با نتایج آزمایش لوله قلمی دارای تطابق خوبی است [۱۳]. جهت بررسی مدل شبیه‌سازی لوله قلمی، نتایج آن با آزمایش لوله قلمی تطابق داده شد.

مدل در نظر گرفته شده دارای ۱۲۰۰ گرید است که تخلخل آن برابر ۰/۳ و تراوایی آن نیز ۵ D و در یک سیستم کارتیزین و در مقیاس آزمایشگاه و حالت تخلخل یگانه اجرا می‌شود. ترکیب سیال مخزن در این مدل ۱۷ جزء دارد. حجم فضای خالی متخلخل در مدل ۱۰۰ cm<sup>3</sup> است و حجم سیال تزریقی در مدل ۱/۲ حجم فضای متخلخل در نظر گرفته می‌شود. در بخش خصوصیات سنگ با توجه به کمبود اطلاعات در مخزن A از داده‌های مربوطه به مثال آزمایش شبیه‌سازی لوله قلمی، نرم‌افزار انتخاب شده است. در فرآیند تزریق گاز با قرار دادن کلید Miscible و سایر کلیدها در فایل داده شبیه‌ساز، نمودار تراوایی نسبی هر فاز بر اساس محاسبه کشش بین سطحی با استفاده از ضرایب پاراکور بین سیالات به‌دست می‌آید و سپس نمودار تراوایی نسبی بر اساس محاسبه کشش سطحی توسط تابعی مشخص در هر زمان توسط شبیه‌ساز اصلاح می‌گردد. زمانی که فشار به فشار امتزاج نزدیک می‌شود کشش بین سطحی به صفر نزدیک می‌شود و نمودار تراوایی نسبی به صورت خطی اصلاح می‌گردد. در ادامه بعد از ساخت و آزمایش مدل، ترکیبات متفاوت از گاز غنی‌شده با میعانات گازی و با نسبت‌های مختلف را در سیال مخزن تزریق کرده و فشار امتزاج‌پذیری برای ترکیبات مختلف محاسبه می‌شود.

1. Benham

جدول ۱ ترکیب گازهای تزریقی در آزمایشات سال ۱۳۵۲

| ترکیب            | نفت مخزن (درصد مولی) | ۱                            | ۲                            |
|------------------|----------------------|------------------------------|------------------------------|
|                  |                      | ترکیب گاز تزریقی (درصد مولی) | ترکیب گاز تزریقی (درصد مولی) |
| H <sub>2</sub> S | ۰                    | ۰                            | ۰                            |
| N <sub>2</sub>   | ۰/۴                  | ۰/۲                          | ۰/۲۱                         |
| CO <sub>2</sub>  | ۰/۱۱                 | ۰/۱۶                         | ۰/۱۸                         |
| C <sub>1</sub>   | ۴۰/۷۱                | ۵۹/۴۹                        | ۶۳/۹۹                        |
| C <sub>2</sub>   | ۸/۷۹                 | ۸/۳۱                         | ۹/۹۸                         |
| C <sub>3</sub>   | ۶/۷۹                 | ۱۲/۳۶                        | ۱۹/۷۷                        |
| iC <sub>4</sub>  | ۱/۰۶                 | ۰/۶                          | ۰/۵۸                         |
| nC <sub>4</sub>  | ۳/۰۸                 | ۱۷/۸۸                        | ۴/۵۷                         |
| iC <sub>5</sub>  | ۱/۲۸                 | ۰/۳۲                         | ۰/۳۱                         |
| nC <sub>5</sub>  | ۱/۷                  | ۰/۳۴                         | ۰/۳۲                         |
| C <sub>6</sub>   | ۳/۳۲                 | ۰/۲۴                         | ۰/۰۷                         |
| C <sub>7</sub>   | ۳/۴۳                 | ۰/۰۸                         | ۰/۰۲                         |
| C <sub>8</sub>   | ۲/۳۷                 | ۰/۰۲                         | ۰                            |
| C <sub>9</sub>   | ۲/۲۶                 | ۰                            | ۰                            |
| C <sub>10</sub>  | ۲/۰۱                 | ۰                            | ۰                            |
| C <sub>+11</sub> | ۲۲/۶۹                | ۰                            | ۰                            |
| Total            | ۱۰۰                  | ۱۰۰                          | ۱۰۰                          |
| وزن مولکولی      | ۱۱۶/۲                | ۲۵/۶                         | ۲۹/۳                         |

حالت گاز خشک را به درون نفت مخزن تزریق کرده و با استفاده از شبیه‌ساز و بالا بردن تدریجی فشار سیستم، فشار امتزاج پذیری پیش بینی می‌شود. ترکیب گاز تزریقی در جدول ۲ آورده شده است. در این حالت عمده ترکیب گاز، شامل متان است که ۸۰/۹۷٪ مولی گاز را شامل می‌شود. نتایج تست لوله قلمی با رسم نمودار مقدار کل نفت تولیدی بر حسب مقدار گاز تزریق شده نسبت به حجم منافذ تفسیر می‌شود. ضریب بازیافت نهایی نفت به مقدار کل نفت تولید شده از لوله قلمی در ۱/۲ حجم منافذ لوله قلمی نسبت به حجم نفت درجا گفته می‌شود که در فشارهای مختلف به دست می‌آید.

زمانی که از ترکیب ۲ جهت تزریق در نفت مخزن استفاده شود، نتایج شبیه‌ساز با نتایج آزمایش لوله قلمی دارای تطابق است. در نتایج شبیه‌ساز، فشار MMP برابر ۴۵۵۰ psi گزارش می‌شود که با فشار MMP محاسبه شده با استفاده از آزمایش لوله قلمی، حدود ۵۰ psi اختلاف دارد.

### تزریق گاز خشک

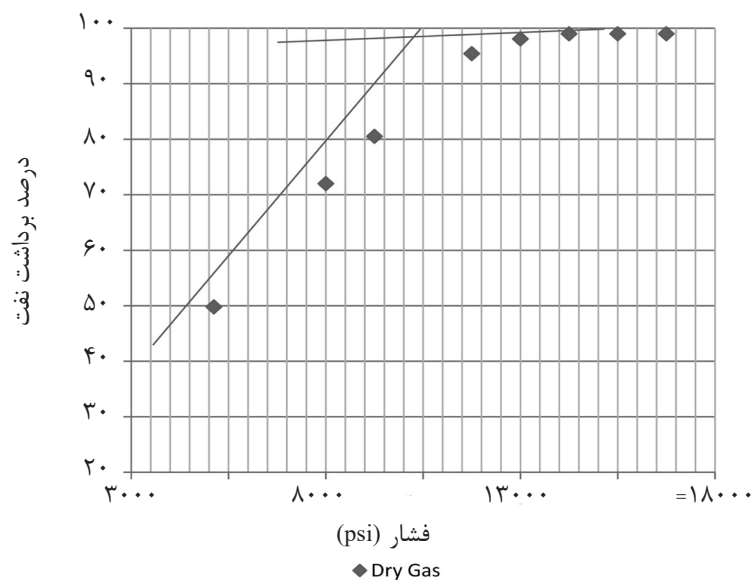
پس از کنترل کیفیت مدل ترکیبی شبیه‌سازی آزمایش لوله قلمی و اطمینان از صحت آن، در ابتدا فشار MMP را در حالت تزریق گاز خشک به عنوان یک سناریو پایه که نتایج دیگر سناریوها نسبت به آن مقایسه می‌شوند، محاسبه می‌گردد. در این

جدول ۲ ترکیب سیال مخزن A و گاز خشک تزریقی

| ترکیب                      | نفت مخزن    | آنالیز گاز خشک (درصد مولی) |
|----------------------------|-------------|----------------------------|
|                            | (درصد مولی) |                            |
| H <sub>2</sub> S           | ۰/۰۰۰       | ۰/۰۱۴۵                     |
| N <sub>2</sub>             | ۰/۱۳۹       | ۷/۹                        |
| CO <sub>2</sub>            | ۰/۰۶۰       | ۲/۷۱                       |
| C <sub>1</sub>             | ۴۰/۲۴۴      | ۸۰/۹۷                      |
| C <sub>2</sub>             | ۶/۲۰۹       | ۳/۴۶                       |
| C <sub>3</sub>             | ۴/۳۴۳       | ۱/۸۹                       |
| iC <sub>4</sub>            | ۱/۹۵۰       | ۱/۲۲                       |
| nC <sub>4</sub>            | ۲/۴۶۳       | ۰/۴                        |
| iC <sub>5</sub>            | ۱/۱۴۹       | ۰/۱۷                       |
| nC <sub>5</sub>            | ۱/۳۱۳       | ۰/۱۷                       |
| C <sub>6</sub>             | ۳/۴۶۳       | ۰/۳۹                       |
| C <sub>7</sub>             | ۳/۲۰۹       | ۰/۳۱                       |
| C <sub>8</sub>             | ۲/۹۹۵       | ۰/۳۲                       |
| C <sub>9</sub>             | ۲/۷۶۶       | ۰/۰۷                       |
| C <sub>10</sub>            | ۲/۲۳۹       | ۰                          |
| C <sub>11</sub>            | ۲/۷۸۱       | ۰                          |
| C <sub>+12</sub>           | ۲۴/۶۷۷      | ۰                          |
| Total                      | ۱۰۰/۰۰۰     |                            |
| وزن مولکولی نفت باقی مانده | ۲۵۰         | ۴۳/۱۹ (میانگین جرم مولی)   |

امتزاج پذیری را در این حالت نشان می‌دهد. بر این اساس وجود مقدار قابل توجهی متان در نفت مخزن و گاز تزریقی باعث بالا رفتن مقدار MMP شده است. بر اساس محاسبات انجام شده، مقدار فشار MMP در این حالت برابر ۱۰۳۵۰ psi محاسبه شده است که اختلاف زیادی با فشار فعلی مخزن (۴۰۰۰ psi در عمق مبنا ۲۶۰۰ ft زیر سطح دریا) دارد. بنابراین در اثر تزریق گاز خشک، پدیده امتزاج واقع نخواهد شد.

اگر امتزاج پذیری اتفاق بیافتد با رسم بازیافت نهایی نفت بر حسب فشار تزریقی می‌توان دو روند مختلف از افزایش تولید را مشاهده کرد. یک روند که شیب تندتری دارد مربوط به فشارهای کمتر از MMP است و روند دیگر که شیب کمتری دارد مربوط به فشارهای بالاتر از MMP است. اگر بتوان هر کدام از این روندها را با یک خط راست نشان داد، محل تلاقی دو خط حداقل فشار امتزاج (MMP) را به دست می‌دهد. شکل ۳ مقدار فشار



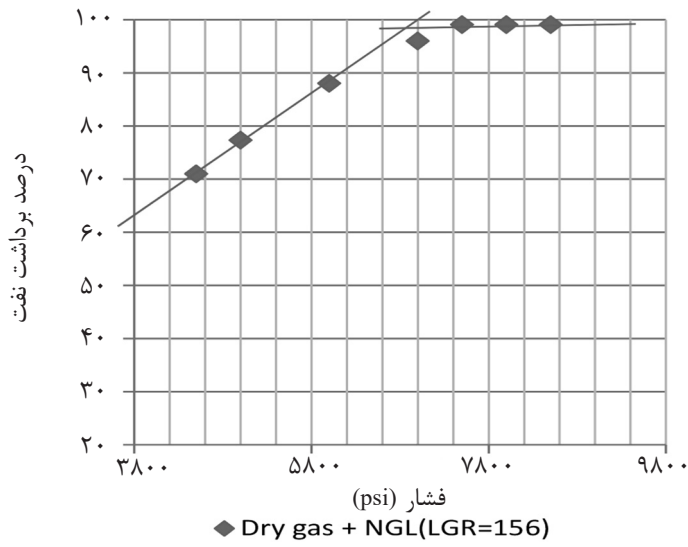
شکل ۳ فشار امتزاج‌پذیری در حالت تزریق گاز خشک

از افزایش فشار سیستم، فشار امتزاج‌پذیری محاسبه می‌شود. در این حالت نیز اگر امتزاج رخ دهد، با رسم بازیافت نهایی نفت بر حسب فشار تزریقی، دو روند مختلف مشاهده می‌شود که اگر هر کدام از این روندها را با یک خط راست نشان داد، محل تلاقی دو خط حداقل فشار امتزاج (MMP) را به دست می‌دهد. شکل‌های ۴ تا ۷ نیز مقدار MMP را نشان می‌دهند. بر اساس نتایج به دست آمده، هر اندازه که میزان LGR سیال تزریقی بالاتر باشد، مقدار MMP کاهش می‌یابد. همچنین در فشار فعلی مخزن برای اینکه پدیده امتزاج انجام گیرد لازم است که هر میلیون فوت مکعب گاز خشک تزریقی، با حداقل ۴۳۰ بشکه NGL یا میعانات گازی غنی‌سازی گردد. در شکل ۸ نمودار فشار MMP بر حسب LGR در تزریق گاز غنی با NGL آورده شده است. با افزایش میزان NGL در ترکیب گاز تزریقی، فشار امتزاج کاهش می‌یابد. در جدول ۳ ترکیب گاز تزریقی و NGL آورده شده است.

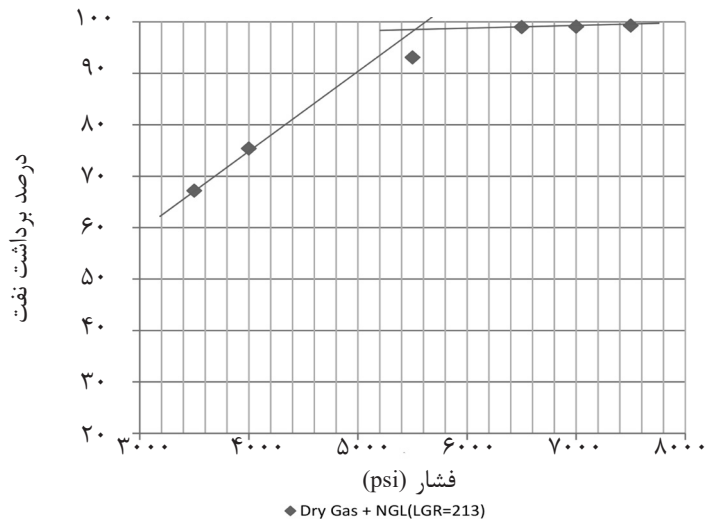
### تزریق گاز خشک غنی شده با میعانات گازی با نسبت‌های ۱۵۶، ۲۱۳، ۴۳۰ و ۵۰۰ بشکه بر میلیون فوت مکعب

با توجه به نتایج منفی به دست آمده از تزریق گاز خشک در حصول شرایط امتزاج، بایستی گاز سبک موجود با ترکیبات مختلفی غنی شده و در مخزن تزریق گردد. میزان غنی‌سازی گاز براساس فشار مخزن در یک بازه تعریف می‌شود. با توجه به نتایج قبلی آزمایشات لوله قلمی میدان و اطلاعات خواص سیال مخزن، میزان غنی‌سازی گاز در محدوده LGR=156-500 تعریف می‌شود تا فشار امتزاج نزدیک به فشار مخزن به دست آید. فشار MMP را در حالت‌های متفاوت از ترکیب گاز با NGL محاسبه می‌گردد. جهت محاسبه حداقل فشار امتزاج ابتدا گاز خشک تزریقی را با نسبت‌های ۱۵۶، ۲۱۳، ۴۳۰ و ۵۰۰ بشکه میعانات گازی<sup>۱</sup> بر میلیون فوت مکعب گاز ترکیب کرده و به عنوان سیال تزریقی در نفت مخزن تزریق می‌شود. و در هر حالت پس

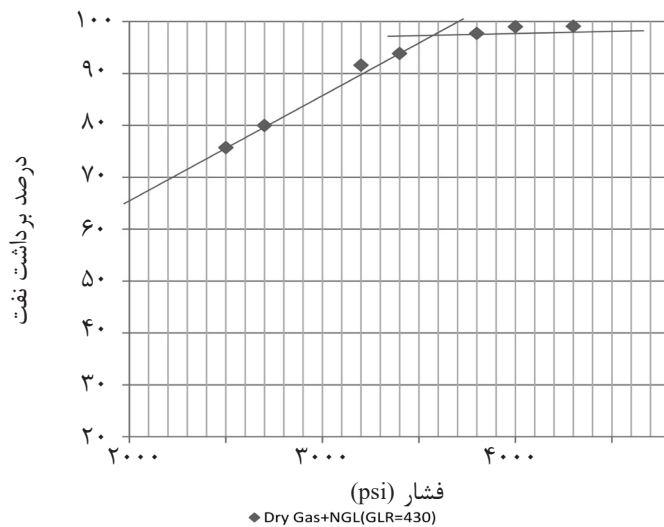
1. Natural Gas Liquid (NGL)



شکل ۴ فشار امتزاج پذیری در حالت تزریق گاز خشک غنی شده با NGL (LGR=156)

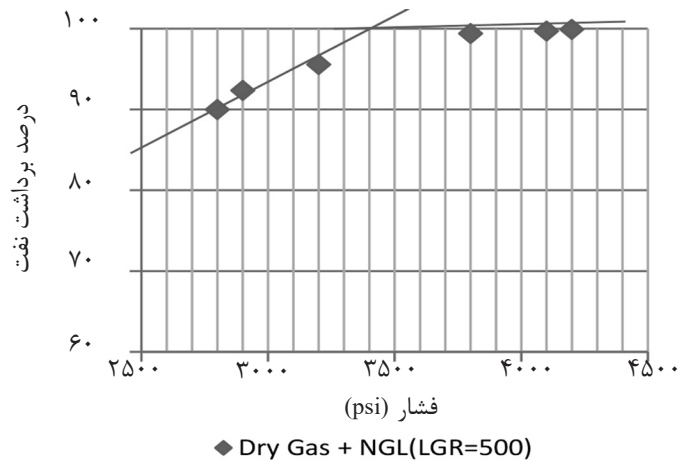


شکل ۵ فشار امتزاج پذیری در حالت تزریق گاز خشک غنی شده با NGL (LGR=213)

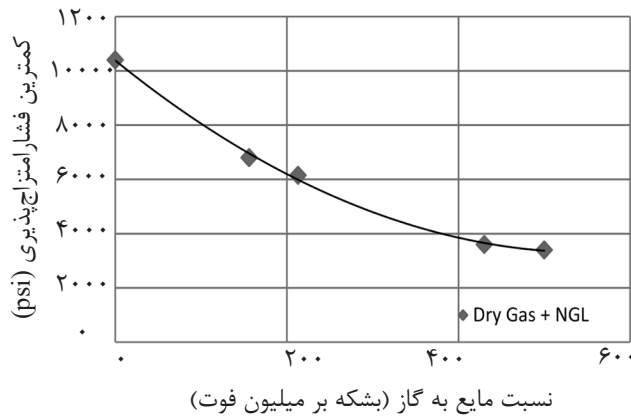


شکل ۶ فشار امتزاج پذیری در حالت تزریق گاز خشک غنی شده با NGL (LGR=430)





شکل ۷ فشار امتزاج پذیری در حالت تزریق گاز خشک غنی شده با NGL (LGR=500)



شکل ۸ فشار MMP بر حسب LGR در تزریق گاز غنی

جدول ۳ ترکیب گاز خشک غنی شده با گاز مایع (LGR) (بشکه بر میلیون فوت مکعب))

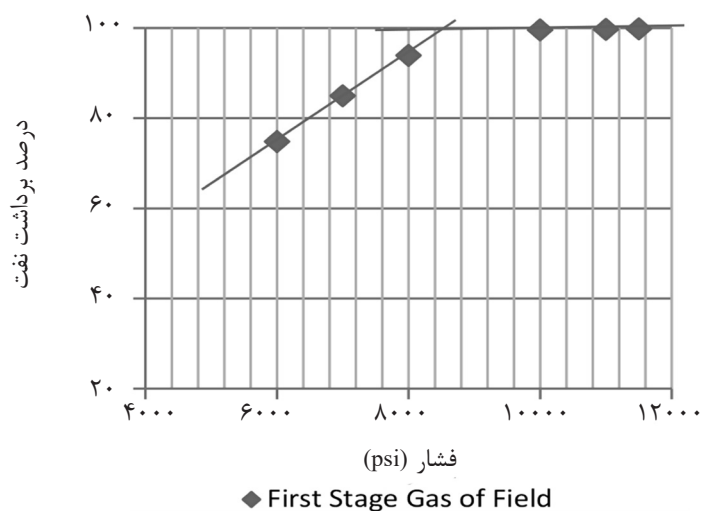
| ترکیب            | نفت مخزن (درصد مولی) | گاز مایع (درصد مولی) | آنالیز گاز خشک (درصد مولی) | گاز خشک+گاز مایع (LGR=156) | گاز خشک+گاز مایع (LGR=213) | گاز خشک+گاز مایع (LGR=430) | گاز خشک+گاز مایع (LGR=500) |
|------------------|----------------------|----------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| H <sub>2</sub> S | ۰/۰۰۰                | ۰                    | ۰/۰۱۴۵                     | ۰/۰۱۱۷                     | ۰/۰۱                       | ۰/۰۱                       | ۰/۰۰۸۳                     |
| N <sub>2</sub>   | ۰/۱۳۹                | ۰                    | ۷/۹                        | ۶/۳۹۰۶                     | ۵/۹۴                       | ۴/۷۴                       | ۴/۴۹۶                      |
| CO <sub>2</sub>  | ۰/۰۶۰                | ۰                    | ۲/۷۱                       | ۱/۳۸۳۳                     | ۱/۲۸                       | ۱/۰۳                       | ۰/۹۷۳۲                     |
| C <sub>1</sub>   | ۴۰/۲۴۴               | ۱/۰۶                 | ۸۰/۹۷                      | ۶۸/۹۳۷۹                    | ۶۴/۱۷                      | ۵۱/۴۴                      | ۴۸/۸۱۴۵                    |
| C <sub>2</sub>   | ۶/۲۰۹                | ۲۱/۵۵                | ۳/۴۶                       | ۶/۱۰۸۴                     | ۷/۲                        | ۱۰/۰۹                      | ۱۰/۶۸۶۳                    |
| C <sub>3</sub>   | ۴/۳۴۳                | ۳۵/۸۹                | ۱/۸۹                       | ۷/۵۷۸۸                     | ۹/۵۷                       | ۱۴/۸۸                      | ۱۵/۹۷۲۱                    |
| iC <sub>4</sub>  | ۱/۹۵۰                | ۷/۴۵                 | ۱/۲۲                       | ۱/۶۰۱۷                     | ۲/۰۱                       | ۳/۱۱                       | ۳/۳۳۵۵                     |
| nC <sub>4</sub>  | ۲/۴۶۳                | ۱۸/۴۴                | ۰/۴                        | ۳/۸۴۷۶                     | ۴/۸۸                       | ۷/۶۱                       | ۸/۱۷۳۷                     |
| iC <sub>5</sub>  | ۱/۱۴۹                | ۵/۷۴                 | ۰/۱۷                       | ۱/۲۳۴۵                     | ۱/۵۵                       | ۲/۴                        | ۲/۵۷۰۲                     |
| nC <sub>5</sub>  | ۱/۳۱۳                | ۶/۰۲                 | ۰/۱۷                       | ۱/۲۸۸                      | ۱/۶۲                       | ۲/۵۱                       | ۲/۶۹۰۹                     |
| C <sub>6</sub>   | ۳/۴۶۳                | ۳/۸۵                 | ۰/۳۹                       | ۰/۰۵۱۲                     | ۱/۲۵                       | ۱/۷۷                       | ۱/۸۸۱                      |
| C <sub>7</sub>   | ۳/۲۰۹                | ۰                    | ۰/۳۱                       | ۰/۲۵۰۸                     | ۰/۲۳                       | ۰/۱۸                       | ۰/۱۷۶۴                     |
| C <sub>8</sub>   | ۲/۹۹۵                | ۰                    | ۰/۳۲                       | ۰/۲۵۸۹                     | ۰/۲۴                       | ۰/۱۹                       | ۰/۱۸۲۱                     |
| C <sub>9</sub>   | ۲/۷۶۶                | ۰                    | ۰/۰۷                       | ۰/۰۵۶۶                     | ۰/۰۵                       | ۰/۰۴                       | ۰/۰۳۹۸                     |
| C <sub>10</sub>  | ۲/۲۳۹                | ۰                    | ۰                          | ۰                          | ۰                          | ۰                          | ۰                          |
| C <sub>11</sub>  | ۲/۷۸۱                | ۰                    | ۰                          | ۰                          | ۰                          | ۰                          | ۰                          |
| C <sub>+12</sub> | ۲۴/۶۷۷               | ۰                    | ۰                          | ۰                          | ۰                          | ۰                          | ۰                          |

## تزریق گاز همراه مرحله اول تفکیک گر میدان

یکی دیگر از گزینه‌ها برای تزریق در مخزن A، استفاده از تمام و یا بخشی از گازهای همراه میدان به جای گاز خشک است. گازهای همراه نفت نسبت به گاز خشک، غنی‌تر و دارای جرم مولکولی بیشتری هستند. بررسی‌ها نشان می‌دهد که استفاده از گاز مرحله اول تفکیک‌گر میدان به جای گاز خشک، باعث کاهش MMP می‌شود. بدین منظور با استفاده از مدل ساخته شده، ترکیب گاز مرحله اول مجموعه تفکیک‌گر را به درون نفت مخزن تزریق کرده و با اجراهای متعدد شبیه‌ساز، حداقل فشار امتزاج محاسبه شد. نتایج به‌دست آمده در شکل ۹ ارائه شده است. در این حالت چون ترکیب گاز مرحله اول ترکیبات میانی غنی‌تری نسبت به گاز خشک دارد، فشار MMP به اندازه ۱۷۰۰ psi کمتر از زمانی است که گاز خشک تزریق می‌شود. در جدول ۴ ترکیب گاز تزریقی آورده شده است.

## تزریق گاز همراه مرحله اول تفکیک مخزن A غنی شده با NGL

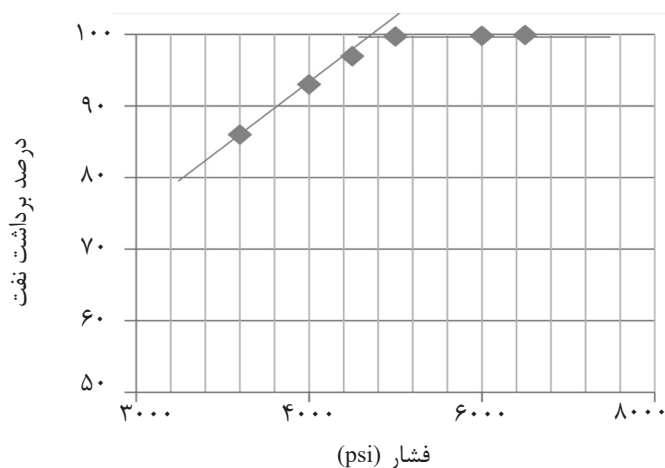
یکی دیگر از گزینه‌های مطرح به منظور کاهش حداقل فشار امتزاج و مصرف میعانات گازی، استفاده از گازهای همراه و غنی شده با میعانات گازی (NGL)، می‌باشد. در این حالت در ابتدا ترکیب‌های مختلفی از ترکیب گاز همراه نفت و NGL با نسبت‌های ۱۵۶، ۲۱۳ و ۴۳۰ بشکه بر میلیون فوت مکعب ساخته شد و سپس در نفت مخزن تزریق شد و در هر حالت حداقل فشار امتزاج محاسبه گردید. جدول ۵ فشار امتزاج پذیری برای تمامی حالت‌های تزریق گاز غنی شده با NGL را نشان می‌دهد. شکل‌های ۱۰ تا ۱۲ مقدار MMP را نشان می‌دهد. بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که اگر از گازهای همراه نفت میدان به جای گاز خشک استفاده شود نسبت به حالت مشابه، MMP به اندازه ۳۲۰ psi کاهش می‌یابد یا اینکه مقدار میعانات مصرف شده حدود ۶۰ بشکه نسبت به حالت تزریق گاز خشک غنی شده با NGL، کاهش می‌یابد.



شکل ۹ فشار امتزاج‌پذیری در تزریق گاز مرحله اول میدان

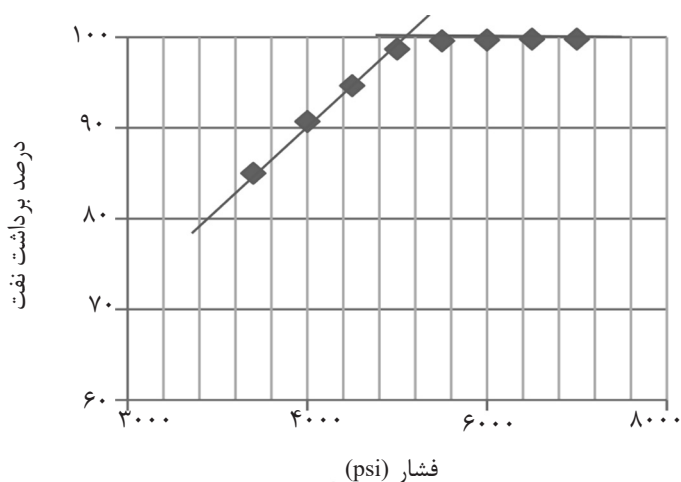
جدول ۵ فشار امتزاج‌پذیری در تزریق سیالات مختلف

| محاسبه فشار امتزاج‌پذیری |          |                          |          |
|--------------------------|----------|--------------------------|----------|
| گاز خشک + گاز مایع       |          | گاز مرحله اول + گاز مایع |          |
| LGR (STB/MMSCF)          | MMP(psi) | LGR (STB/MMSCF)          | MMP(psi) |
| ۰                        | ۱۰۲۰۰    | ۰                        | ۸۵۰۰     |
| ۱۵۶                      | ۶۸۰۰     | ۱۵۶                      | ۵۷۰۰     |
| ۲۱۳                      | ۶۰۰۰     | ۲۱۳                      | ۵۱۰۰     |
| ۴۳۰                      | ۳۶۰۰     | ۴۳۰                      | ۳۲۸۰     |
| ۵۰۰                      | ۳۴۰۰     |                          |          |



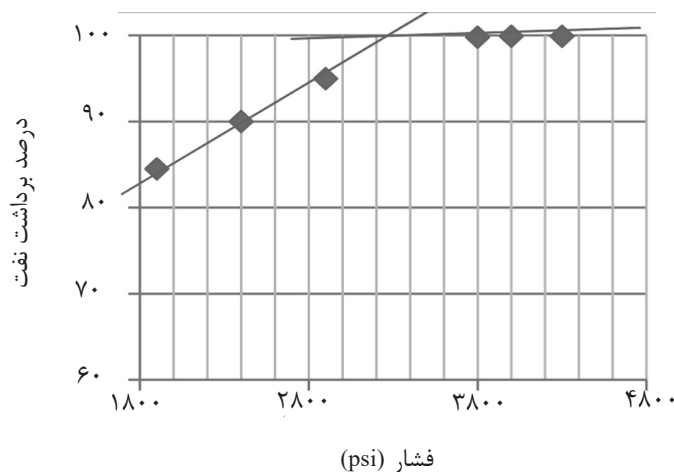
◆ First Stage Gas + NGL(LGR=156)

شکل ۱۰ فشار امتزاج‌پذیری در حالت تزریق گاز مرحله اول غنی شده با NGL (LGR=156)



◆ First Stage Gas+ NGL(LGR=213)

شکل ۱۱ فشار امتزاج‌پذیری در حالت تزریق گاز مرحله اول غنی شده با NGL (LGR=213)



◆ First Stage Gas + NGL (GLR=430)

شکل ۱۲ فشار امتزاج پذیری در حالت تزریق گاز مرحله اول غنی شده با NGL (LGR=430)

و MME نسبت به افزایش و یا کاهش تعداد گریدها، مدل شبیه سازی آزمایش لوله قلمی با تعداد گریدهای مختلف ۲۰۰، ۶۰۰، ۱۰۰۰، ۱۲۰۰، ۲۴۰۰، ۱۵۰۰ و ۶۰۰۰ (در جهت X) ساخته شد. نتایج تاثیر تعداد گریدها بر روی میزان بازیافت نفت در قالب شکل ۱۵ نشان داده شده است. بر این اساس هر چه تعداد گریدها در جهت X افزایش یابد نتایج به هم نزدیک تر می شود. بنابراین افزایش تعداد گریدها در شبیه سازی لوله قلمی اثر اندکی بر روی محاسبات دارد و به لحاظ مهندسی قابل اغماض است.

### بررسی زمان تزریق گاز بر روی نتایج شبیه سازی

جهت بررسی اثر مدت زمان تزریق گاز در فرآیند شبیه سازی آزمایش لوله قلمی، سناریوی تزریق گاز غنی شده با NGL با نسبت ۱۵۶ بشکه بر میلیون فوت مکعب را انتخاب نموده و در سه بازه زمانی ۱۲، ۲۴ و ۴۸ hr فرآیند تزریق گاز را مورد بررسی قرار می دهیم. در این سه بازه زمانی میزان حجم سیال تزریقی را ثابت در نظر می گیریم، در نتیجه با افزایش بازه زمانی، سرعت تزریق سیال کاهش می یابد. در شکل ۱۶ مقایسه تزریق گاز را در سه بازه زمانی ۱۲/۲۴ و ۴۸ hr نشان می دهد. با افزایش زمان تزریق گاز میزان تولید نفت افزایش ناچیزی دارد.

### بررسی پارامترهای اثر گذار بر فشار امتزاج

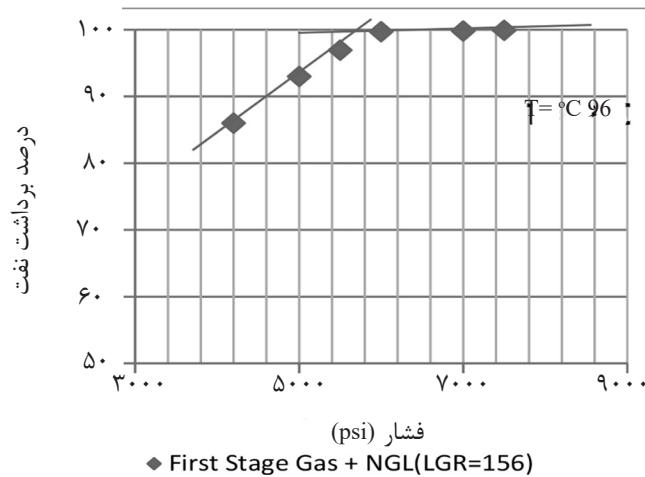
به منظور بررسی عدم قطعیت های موجود در خصوص نحوه محاسبه حداقل فشار امتزاج، پارامترهای اثر گذار بر حداقل فشار امتزاج مورد بررسی قرار گرفت. تاثیر دما، تعداد گریدها و زمان تزریق بر فشار MMP به شرح زیر بررسی گردید.

### اثر دما بر روی فشار امتزاج پذیری

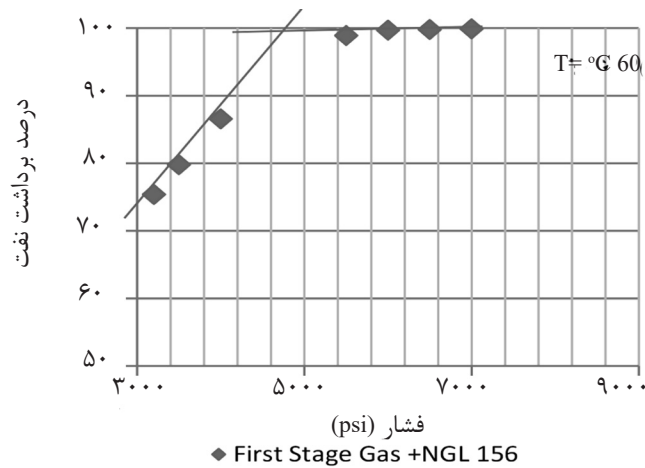
تغییرات دما بر روی فشار MMP تاثیر گذار است. هر چه دمای مخزن افزایش یابد حداقل فشار امتزاج نیز بالاتر می رود. بدین منظور گاز تزریقی مرحله اول تفکیک گر مخزن آسماری میدان رامشیر را با NGL و نسبت مایع به گاز ۱۵۶ بشکه بر میلیون فوت مکعب، غنی سازی شده و در دو دمای ۶۰ و ۹۶ °C به عنوان سیال تزریقی در نفت مخزن تزریق کرده و در هر حالت فشار امتزاج پذیری محاسبه گردید. نتایج شبیه ساز نشان می دهد که در شرایط یکسان با کاهش دما، فشار امتزاج پذیری کاهش می یابد و با افزایش دما، فشار امتزاج پذیری افزایش می یابد. بر این اساس فشار امتزاج پذیری در دماهای ۶۰ و ۹۶ °C به ترتیب برابر ۴۸۵۰ و ۵۷۰۰ psi محاسبه شده است. شکل های ۱۳ و ۱۴ مقدار MMP را نشان می دهند.

### اثر تعداد گریدها بر روی نتایج شبیه سازی

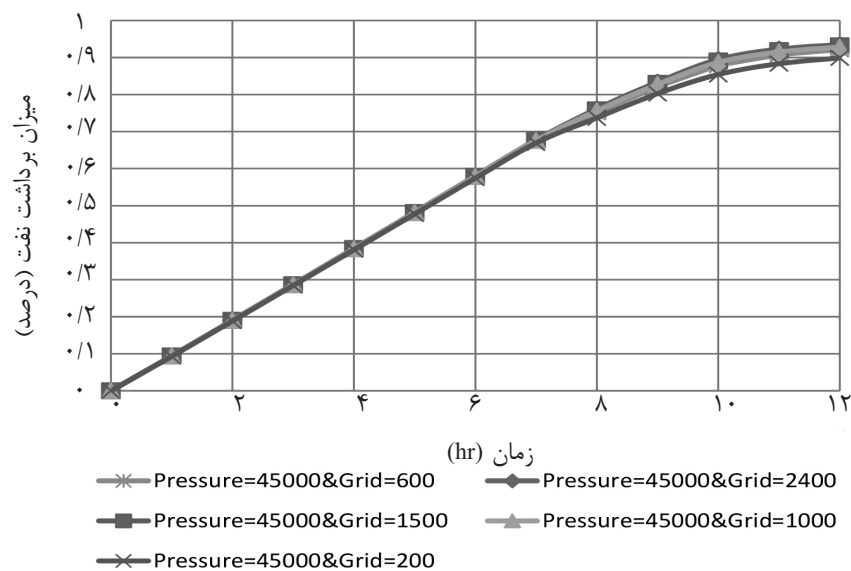
برای بررسی و حساسیت سنجی پارامترهای MMP



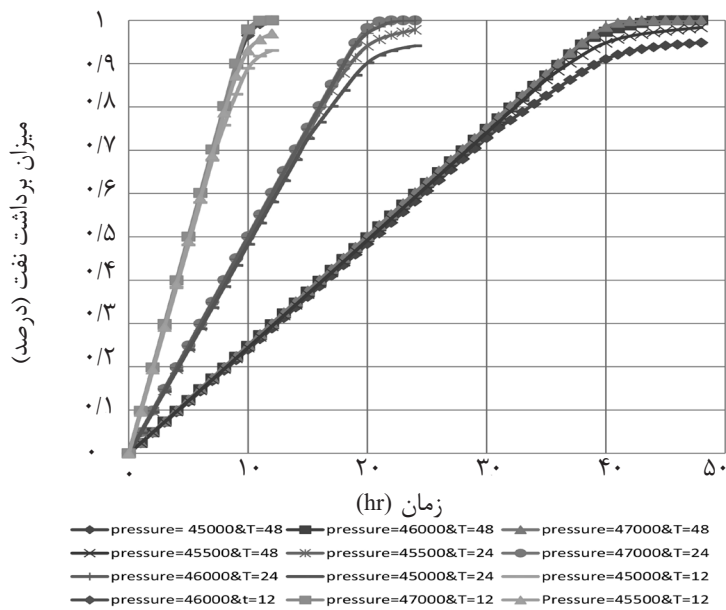
شکل ۱۳ فشار امتزاج‌پذیری در حالت تزریق گاز مرحله اول غنی شده با NGL(LGR=156) در دمای ۹۶ °C



شکل ۱۴ فشار امتزاج‌پذیری در حالت تزریق گاز مرحله اول غنی شده با NGL(LGR=156) در دما ۶۰ °C



شکل ۱۵ بررسی زمان تزریق گاز بر روی نتایج شبیه‌سازی



شکل ۱۶ اثر تعداد گریدها بر روی بازیافت نفت سازی

### نتیجه گیری

- در شبیه سازی آزمایش لوله قلمی تزریق گاز خشک در نفت مخزن، مقدار فشار MMP برابر  $10350 \text{ psi}$  محاسبه شده است که اختلاف زیادی با فشار فعلی مخزن دارد. بنابراین در اثر تزریق گاز خشک پدیده امتزاج رخ نخواهد داد.

- حداقل فشار امتزاج با غنی سازی ترکیب گاز خشک با نسبت های متفاوت از NGL و با استفاده از شبیه ساز ترکیبی، محاسبه می شود. بر این اساس مقدار MMP در نسبت میعانات گازی به گاز برابر  $156, 213, 430$  و  $500$  بشکه به ازای هر میلیون فوت مکعب به ترتیب برابر  $6800, 6000, 3600$  و  $3400 \text{ psi}$  محاسبه شد. در فشار فعلی مخزن برای اینکه پدیده امتزاج انجام گیرد لازم است که هر میلیون فوت مکعب گاز خشک تزریقی، با حداقل  $430$  بشکه NGL یا میعانات گازی غنی سازی گردد.

- گازهای همراه نفت مخزن A به تنهایی نسبت به گاز خشک، غنی تر و دارای جرم مولکولی بیشتری هستند و بررسی ها نشان می دهد که در صورت استفاده از آنها به جای گاز خشک، می تواند باعث کاهش MMP شود. بر این اساس در شبیه سازی آزمایش لوله قلمی تزریق گاز مرحله اول تفکیک گر در

نفت مخزن، مقدار فشار MMP در این حالت  $8500 \text{ psi}$  محاسبه شده است که در حدود  $1850 \text{ psi}$  کمتر از حالت مشابه (تزریق گاز خشک) می باشد.

- با غنی سازی گاز مرحله اول تفکیک گر مخزن A با نسبت های متفاوت از NGL، فشار MMP توسط شبیه ساز محاسبه شده است. مقدار MMP در نسبت های مختلف  $156, 213$  و  $430$  بشکه به ازای هر میلیون فوت مکعب به ترتیب برابر  $5700, 5100$  و  $3280 \text{ psi}$  به دست می آید.

- اگر از گازهای همراه نفت مخزن A به جای گاز خشک استفاده شود نسبت به حالت مشابه ( $LGR=430$ )، MMP به اندازه  $320 \text{ psi}$  کاهش می یابد یا اینکه مقدار میعانات مصرف شده حدود  $60$  بشکه نسبت به حالت تزریق گاز خشک غنی شده با NGL، کاهش می یابد.

- حساسیت سنجی بر روی فشار MMP نسبت به تعداد گریدها، در شبیه سازی آزمایش لوله قلمی با تعداد گریدهای مختلف  $200, 600, 1000, 1200, 2400, 1500$  و  $6000$  بررسی گردید. شواهد نشان می دهد که اجرای مدل با تعداد بیشتر از  $1000$  گرید نتایج مشابهی دارد.

## منابع

- [1]. Zhang P., Brodie J. and Daae V., "BP North Sea Miscible gas injection projects review," SPE Paper 166597, September, 2013
- [2]. Chen G., Wang X., Liang Z., Gao R. and Sema T., "Simulation of CO<sub>2</sub>-oil minimum miscibility pressure(MMP) for CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery(EOR) using neural networks," Elsevier, Energy Procedia, Vol. 37, pp. 6877- 6884 2013.
- [3]. Alomair O., Malallah A. and Elsharkawy A., "An accurate prediction of CO<sub>2</sub> minimum miscible pressure(MMP) using alternating conditional expectation algorithm(ACE)," SPE Paper 149086., May 2011.
- [4]. Jamiu L. and Shawket G., "Minimum miscibility pressure measurement with slim tube apparatus\_ how unique is the value," Society of Petroleum Engineers, SPE-165966-MS, September, 2013.
- [5]. Maklavani A. M., Vatani A., Moradi B. and Tangsirifard J., "New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections," Brazilian Journal of Petroleum and Gas, Vol. 4, PP. 11-18, 2010.
- [6]. Holm L. W. and Josendal V.A., "Effect of oil composition on miscible-type displacement by CO<sub>2</sub>," SPE paper 4736-PA., February, 1974.
- [7]. Metcalfe R. S. and Yarborough L., "The effect of phase equilibria of CO<sub>2</sub> displacement mechanism," SPE, August, Vol. 19, Issue 4, 1979.
- [8]. Rao D. N., "A new vanishing interfacial technique for miscibility determination," Elsevier, Fluid Phase Equilibria, June, 1997.
- [9]. Holm L. W. and Josendal V. A., "Discussion of a determination and prediction of CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure," J. Pet. Tech, May, 1980.
- [10]. Alston R. B., Kokolis G. P. and James C. F., "CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure: a correlation for impure CO<sub>2</sub> streams and live oil systems," Society of Petroleum Engineers, SPE 11959-PA, 1985.
- [11]. Ahmed T., "Equations of state and PVT analysis," Gulf Publishing Company, ISBN: 978-1-933762-03-6, March 2007.
- [۱۲]. گزارش فنی، محاسبه فشار امتزاجی (MMP) با استفاده از آزمایش لوله قلمی در میدان A، به شماره مدرک ۸۱۳۲، ۱۹۷۳.
- [13]. Benham., "Miscible fluid displacement and prediction of miscibility, Society of Petroleum Engineers, SPE-1484-G 1484.



## Petroleum Research

Petroleum Research 2018 (February-March), Vol. 28, No. 102. 42-44

DOI: 10.22078/pr.2018.3281.2510

# Simulation of Slim Tube Test for Gas Enriched with NGL in the Reservoir Oil in One of the Southern Fields of Iran

Nasrolah Shakibasefat<sup>\*1</sup> and Zahra Estakhr<sup>2</sup>

1. National Iranian South Oil Company, Ahwaz, Iran

2. Islaamic Azad University Branch of Science and Research, Tehran, Iran

shakibasefat.n@nisoc.ir

DOI: 10.22078/pr.2018.3281.2510

Received: February/04/2018

Accepted: August/27/2018

## INTRODUCTION

One of the methods of increasing oil production is miscible gas injection. The most important parameter in the design of miscible injection method is to determine and calculate the minimum miscibility pressure. In order to obtain the best oil production, the injection operation pressure or the range of miscibility pressure should be at above. In this method, the calculation and prediction of the minimum miscibility pressure are very important. In this study, to simulate the process of gas injection in to the reservoir and to investigate the condition of miscibility, the available laboratory information and the model of slim tube have been used in Petrel (Eclipse 300) Software in a single porosity model. After modelling fluid properties, by using Winprop software, the appropriate outputs have been made to be used with Eclipse 300 Simulator. Then by simulating

the injection of fluids with different composition in the reservoir fluid, the MMP value has been calculated for each of the modes. In order to do that, the gas has been combined with different proportion of gas condensate. In addition, by considering the reservoir pressure, the optimum injection composition in the reservoir oil has been determined. Finally, the sensitivity analysis has been carried out (or done) and implemented on the effective parameters which influence the gas injection process.

## METHODOLOGY

Miscible gas injection is a proven method for increasing oil production, introduced since the 1960s [1]. The minimum pressure that the injection gas dynamically miscible in the reservoir oil is called minimum miscible pressure [2]. To investigate the miscible injection in a field, the minimum miscible pressure is one of the key



parameters [3]. Measuring MMP is one of the key steps in the gas injection process [4]. The use of miscible gas injection in reservoirs has increased rapidly [5]. Increasing the pressure improved miscibility pressure, but the operation cost increases [6]. MMP can also be defined as the minimum pressure in which all the oil displaced after injection of 1.2 pore volume of injected gas [7].

The simulation of slim tube has been fulfilled using Eclipse300. Moreover, requirement PVT model has been provided by Winprop, CMG

Software. The model consists of 1200 block matrix with a porosity of 0.3 and permeability of 5 D in Cartesian coordinate. By considering fluid in this model, it contains 17 components.

The simulator results show that, under the same conditions, the miscibility pressure decreases with decreasing temperature. The minimum miscible pressure at the temperatures of 60 and 96 ° C was calculated to be 4850 and 5700 (psi). Figures 1 and 2 show the minimum miscible pressure value.

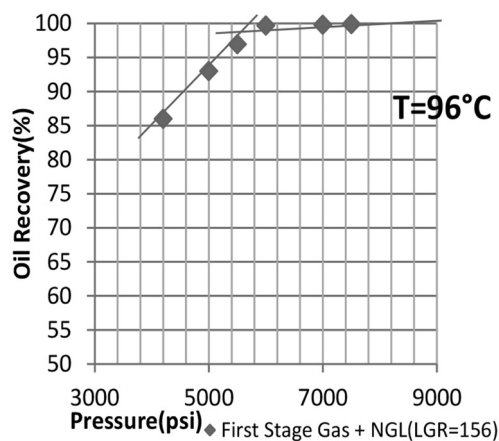


Figure 1: MMP calculation NGL(LGR=156).

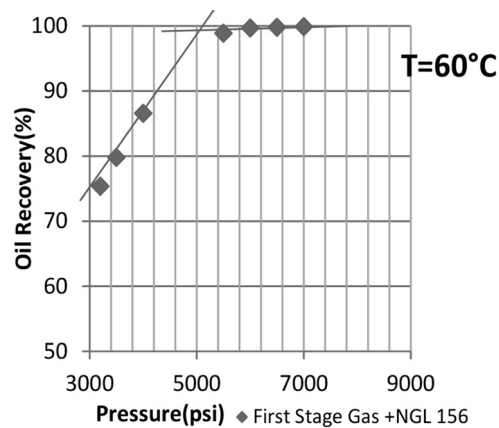


Figure 2: MMP calculation NGL(LGR=156).

## DISCUSSION AND RESULTS

The main aim of this project is to simulate MMP experiment by Petrel (Eclipse 300) Software for eliminating laboratories' experiments and diminishing costs. Moreover, this method can be effectively used in miscible gas injection reservoirs.

## CONCLUSIONS

In this study, the following results are obtained:

- 1- The rapid calculation of MMP without any requirement to slim tube experiment.
- 2- Comparing calculated MMP of various fluids with each other.

## REFERENCES

- [1]. Zhang P., Brodie J. and Daae V., "BP North Sea Miscible gas injection projects review," SPE paper 166597, September, 2013
- [2]. Chen G., Wang X., Liang Z., Gao R. and Sema T., "Simulation of CO<sub>2</sub>-oil minimum miscibility pressure(MMP) for CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery(EOR) using neural networks," Elsevier, Energy Procedia, Vol. 37, pp. 6877- 6884 2013.
- [3]. Alomair O., Malallah A. and Elsharkawy A., "An accurate prediction of CO<sub>2</sub> minimum miscible pressure(MMP) using alternating conditional expectation algorithm(ACE)," SPE Paper 149086., May 2011.
- [4]. Jamiu L. and Shawket G., "Minimum miscibility pressure measurement with slim tube apparatus\_ how unique is the value," SPE, September, 2013.
- [5]. Maklavani A. M., Vatani A., Moradi B. and Tangsirifard J., "New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections," Brazilian Journal Of Petroleum and Gas, Vol. 4, PP. 11-18, 2010.
- [6]. Holm L. W. and Josendal V.A., "Effect of oil composition on miscible-type displacement by CO<sub>2</sub>," SPE paper 4736-PA., February, 1974.
- [7]. Metcalfe R. S. and Yarborough L., "The effect of phase equilibria of CO<sub>2</sub> displacement mechanism," SPE, August, 1979.
- [8]. Rao D. N., "A new vanishing interfacial technique for miscibility determination," Elsevier, Fluid Phase Equilibria, June, 1997.
- [9]. Holm L. W. and Josendal V. A., "Discussion of a determination and prediction of CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure," J. Pet. Tech, May, 1980.
- [10]. Alston R. B., Kokolis G. P. and James C. F., "CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure: a correlation for impure CO<sub>2</sub> streams and live oil systems," SPE, 1985.
- [11]. Ahmed T., "Equations of state and PVT analysis," Gulf Publishing Company, ISBN: 978-1-933762-03-6, March 2007.