

# مدلسازی ریاضی ازدیاد برداشت از مخازن نفتی به روش تزریق ترکیبی (متناوب) آب و گاز غیرامتزاجی

علی محمد محمدی، محمد تقی صادقی\*

تهران، دانشگاه علم و صنعت ایران، دانشکده مهندسی شیمی، آزمایشگاه تحقیقاتی شبیه سازی و کنترل فرایندها

پیام‌نگار: sadeghi@iust.ac.ir

## چکیده

در این تحقیق، فرایند تزریق ترکیبی آب و گاز غیرامتزاجی در مخازن نفتی بررسی شد. برای درک صحیح این فرایند می‌بایست فرایندهای تزریق آب و نیز تزریق گاز، جداگانه بررسی شوند. مدل نفت سیاه برای دستیابی به معادلات نهایی فشار و اشباع مخزن به‌کار گرفته شده و جهت تفکیک آن‌ها از روش حجم محدود استفاده شد. در حل این معادلات، فرمولاسیون فشار ضمنی - اشباع صریح به‌کار گرفته شد. سپس شبیه‌سازی یک مخزن نمونه جهت ازدیاد برداشت به روش تزریق ترکیبی آب و گاز غیرامتزاجی با استفاده از کد نوشته شده توسط نرم‌افزار MATLAB صورت گرفت. نتایج حاصله با شبیه‌سازی صورت گرفته توسط نرم‌افزار CMG مقایسه گردید. نتایج این تحقیق، بازدهی بالاتر بازیافت نفت در فرایند تزریق ترکیبی، در مقایسه با سیلاب زنی و تزریق گاز را نشان می‌دهد.

**کلمات کلیدی:** مدلسازی مخزن، ازدیاد برداشت، تزریق ترکیبی، سیلاب زنی، تزریق گاز غیر امتزاجی

## ۱- مقدمه

اولین روشهایی که برای بازیافت بیشتر نفت از مخازن به ذهن می‌رسد، سیلاب‌زنی<sup>۱</sup> و یا تزریق گاز<sup>۲</sup> است. مشکل اصلی این دو فرایند، بروز پدیده ی میان‌شکن<sup>۳</sup> زود هنگام است. از طرفی آب معمولاً در قسمت فوقانی امتداد نیافته و قسمتی از نفت را که در قسمتهای بالایی مخزن موجود است<sup>۴</sup> به حال خود می‌گذارد. در صورتی که گاز در مقایسه با آب، دارای چگالی کمتری است. بنابراین گرایش به قسمت‌های فوقانی مخزن دارد و هنگامی که نفت در قسمت بالای مخزن قرار دارد، از لحاظ ازدیاد برداشت اهمیت زیادی پیدا می‌کند. از طرفی، بازدهی

جارویی توسط گاز (مگر این‌که جایجایی به‌وسیله‌ی گاز با تفکیک ثقلی قابل توجهی همراه باشد) به‌مراتب از بازدهی جارویی توسط آب، کمتر است. این معایب، محققان را به فکر ارائه روش تزریق ترکیبی آب و گاز<sup>۵</sup> انداخته است. سهرابی و همکاران با مطالعه درباره میکرومدل شیشه ای مخزن، سلسله مقالاتی پیرامون تزریق ترکیبی ارائه دادند. پارامترهای اصلی جریان چندفازی که بر معادلات انتقال حاکم هستند عبارتند از فشار مویینه و نفوذپذیری نسبی که هر دو تابع اشباع سیال‌ها می‌باشند. در این تحقیقات، خواص ترشوندگی، زاویه تماس بین سیال‌های مختلف با دیواره‌ها و نیز کشش بین سطوح به هنگام تزریق سیال در جریان سه‌فازی به دقت بررسی شده اند [۱-۲]. نتایج

1. Waterflooding
2. Gas Injection
3. Breakthrough
4. Attic Oil

5. Water Alternating Gas

مدل سازی در نظر گرفته می شود به گونه ای طراحی کنیم که گاز فقط قسمت های بالایی مخزن را جارو نکند. در صورتی می توانیم انتظار تأثیر نیروهای گرانی (ثقل) را داشته باشیم که مدل در نظر گرفته شده شامل تعداد مناسبی از لایه ها باشد و فرایند تفکیک ثقلی نمود داشته باشد [۱۲-۶].

در فرایند تزیریق ترکیبی با تزیریق هم زمان (مخلوط کردن گاز با آب در فشاری که بتواند جریان حبایی گاز را در مسیر جریان آب حفظ کند)، پی در پی یا متناوب توده های آب و گاز، یک ترکیب همگن در درون حفره های مخزن شکل می گیرد. به علت اثرات نفوذپذیری نسبی، این ترکیب همانند سیالی که قابلیت حرکت اندکی دارد عمل می کند. در نتیجه قابلیت حرکت نسبی سیالات درون سیستم کم خواهد شد و بازدهی جابجایی، بهبود می یابد. مزیت تزیریق ترکیبی، افزایش قابلیت کنترل تحرک پذیری است که باعث انجام فرایند جابجایی با بازدهی زیاد و کم کردن حجم گاز مورد نیاز برای تزیریق است. مدل سازی این فرایند به علت تغییر مداوم شرایط مخزن با مشکلات زیادی روبرو است، زیرا اشباع سیال در طول هر تزیریق تغییر می کند و به دنبال آن تغییرات نفوذپذیری نسبی آب و گاز را خواهیم داشت. به طور کلی برای اطلاع از چگونگی فرایند تزیریق ترکیبی لازم است ابتدا فرایندهای تزیریق آب و تزیریق گاز به تنهایی بررسی شوند. برای مدلسازی مخزن، با نوشتن معادلات بقای جرم و جایگزینی جمله های سرعت از معادلات داری، معادلات انتشار را بدست می آوریم. در حالت کلی چنانچه جریان را دوبعدی و سه فاز می فرض کنیم و تأثیر نیروی ثقلی و فشار موینگی را نیز در نظر بگیریم دسته معادلات فشار- اشباع پیچیده خواهند بود. از طرف دیگر اگر فشار سیال کمتر از فشار نقطه ی حباب باشد در این صورت گاز آزاد خواهد شد و چنانچه چاه تزیرقی یا تولیدی نیز وجود داشته باشند بر پیچیدگی معادلات و شرایط مرزی افزوده خواهد شد. در مدل نفت سیاه معادلات بقای جرم برای سه فاز آب، نفت، و گاز در هر نقطه شبکه<sup>۴</sup> نوشته می شوند. پس از آن با حل دستگاه معادلات، مجهولات مورد نظر محاسبه می شوند. در نهایت معادلات فشار و اشباع حاصل از مدل سازی ریاضی مسئله، یک سری معادلات دیفرانسیل با مشتقات جزئی، وابسته به یکدیگر و ناخطی می باشند [۱۵-۱۳]. از این رو حل ریاضی معادلات فوق به روش تحلیلی ناممکن است. بنابراین برای حل این معادلات از روش

تحقیقات کمپیون و شلدن در تزیریق ترکیبی غیرامتزاجی درباره مخزن کوپاروک<sup>۱</sup> نشان می دهد که، بر اثر اصلاح تحرک سیال ها به مقادیر مناسب، گاز به تله افتاده بازدهی جارویی سیلاب زنی را افزایش می دهد و ۱٪ تا ۵٪ نفت در جای باقیمانده بازیافت می شود [۳]. رآو و کلکرنی در تحقیقات خود درباره فرایند تزیریق متناوب از فشار Psia ۲۵۰۰ برای تزیریق امتزاجی گاز و از فشار Psia ۵۰۰ برای تزیریق غیرامتزاجی گاز استفاده کردند [۴]. کریستنسن و استنبنی نتایج مطالعات صورت گرفته در مورد ۶۰ مخزن آمریکا و کانادا از سال ۱۹۵۷ تا سال ۲۰۰۱ را بررسی کردند. این تحقیق، بازیافت متوسط ۵٪ تا ۱۰٪ نفت اولیه ی درجا را بر اثر تزیریق ترکیبی نشان می دهد [۵]. در سلسله مطالعات انجام گرفته تأثیر هیستریزس<sup>۲</sup> بر روی مقادیر نفوذپذیری نسبی سه فاز و نیز فشارهای موینه در انواع مدل ها، در خلال منحنی اشباع عمومی در فرایند تزیریق ترکیبی بررسی شده است. قانون داری مخصوص جریان های تک فاز است که تحت تأثیر مقادیر نفوذپذیری نسبی جهت جریان های چندفازی نیز از آن استفاده می شود. تمایل به تولید نفت در مقایسه با حجم آب و گاز تزیرقی در مدل های هیستریزس با سایر مدل ها متفاوت است. نتایج این مطالعات نشان می دهند که تأثیر هیستریزس با در نظر گرفتن خواص ترشوندگی سنگ مخزن در دو جا نمود دارد:

- ۱- داشتن دو حد منحنی<sup>۳</sup> جهت مقادیر نفوذپذیری
- ۲- داشتن دو شیب و منحنی جداگانه

در هر کدام از تکرارهای فرایند آشام و تخلیه بر اساس اسکن منحنی های نفوذپذیری در سیکل های تزیریق ترکیبی. به عبارتی از چندین گراف مجزا در هر مرحله از تزیریق استفاده می شود. البته نتایج تحقیقات نشان می دهند که در هر مرحله از تزیریق، نقاط حدی ثابت می مانند اما شیب منحنی ها مرتباً تغییر می کنند. اعتقاد بر این است که هیستریزس در نفوذپذیری های نسبی فاز ترکننده قابل صرف نظر کردن است. بنابراین بسته به خواص ترشوندگی سنگ مخزن، همواره جهت محاسبات نفوذپذیری نسبی گاز در فرایند تزیریق ترکیبی، از مدل های هیستریزس استفاده می کنیم. علت اصلی این که در مدل های هیستریزس برای نفوذپذیری نسبی گاز، مقادیر بیشتری در نظر گرفته می شود این است که در عمل گاز پس از تزیریق فقط به سمت بالای مخزن شناور نمی شود. به عبارتی می بایست با تمهیداتی که در

1. Kuparuk  
2. Hysteresis  
3. End Point

4. Grid

عددی حجم محدود استفاده شده است [۱۶]. سپس توزیع فشار و درصد اشباع فازها با استفاده از روش فشار ضمنی - اشباع صریح<sup>۱</sup> تعیین خواهند شد [۱۵-۱۳]. جهت محاسبه‌ی خواص سیالات و خواص سنگ مخزن از توابعی که به صورت زیر برنامه می‌باشند استفاده شده است. تمامی این خواص، توابعی از فشارها و اشباع سیالات در مخزن می‌باشند که این مقادیر، خود مجهولات دستگاه معادلات اصلی برنامه را تشکیل می‌دهند [۱۸-۱۷]. لازم به ذکر است که در این تحقیق از آبد<sup>۲</sup> و کلاهدک گازی<sup>۳</sup> برای مخزن صرف نظر شده است و صرفاً تزریق سیال به یک لایه‌ی نفتی از سازند، شبیه‌سازی شده است. جهت حل معادلات از نرم افزار MATLAB استفاده شد [۱۹]. نتایج شبیه سازی با نرم افزار CMG مقایسه شده اند [۲۰].

## ۲- شبیه‌سازی یک مخزن نمونه

الگوریتم حل معادلات مخزن بوسیله‌ی کد نوشته شده توسط نرم‌افزار MATLAB عبارتست از:

- ۱) ورود مقادیر اولیه‌ی خواص سنگ و سیال و مدل چاه و دیگر پارامترهای مورد نیاز.
- ۲) محاسبه خواص سنگ و سیال با استفاده از توابع محاسباتی مربوطه.
- ۳) جایگزینی ضرایب معادلات فشار با استفاده از مقادیر پارامترها در گره‌ها<sup>۴</sup> و نیز مقادیر آن‌ها در دیواره‌ها (شبکه‌ی جابجا شده).
- ۴) چیدمان ضرایب در ماتریس کلی حل معادله فشار و تشکیل ماتریس فشار (به عنوان مثال چنانچه مخزنی دو بعدی به صورت  $m \times n$  بلوک داشته باشیم، این ماتریس از مرتبه  $m.m \times n.n$  و به صورت ۵ قطری از جنس پراکنده<sup>۵</sup> خواهد بود).
- ۵) حل دستگاه معادلات فشار بوسیله‌ی الگوریتم‌های معمول حل عددی ماتریس‌های پراکنده تا دستیابی به همگرایی مطلوب.
- ۶) با استفاده از مقادیر جدید میدان فشار سیالات که در زمان جدید محاسبه شده است، ضرایب معادلات اشباع سیال‌ها از توابع شرح داده شده در مرحله‌ی ۲ مجدداً محاسبه می‌شوند. این کار جهت بالابردن دقت محاسبات و همگرایی بهتر صورت می‌گیرد.

1. IMPES
2. Aquifer
3. Gas Cap
4. Nodes
5. Sparse

۷) حل دستگاه معادلات اشباع سیالات به صورت صریح.

۸) انجام محاسبات فلش<sup>۶</sup> در تمامی بلوک‌ها<sup>۷</sup>.

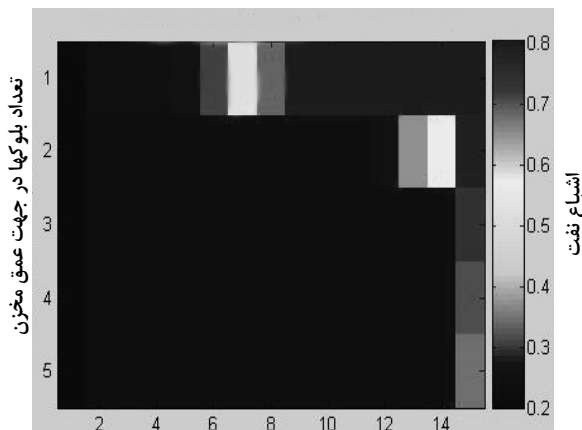
۹) مراحل ۲ تا ۸ تا دستیابی به نقطه‌ی میان‌شکن سیال تزریقی در چاه تولید، تکرار می‌شوند.

با توجه به الگوریتم فوق، مقادیر اولیه‌ی خواص سنگ و سیال در شبیه‌سازی یک مخزن نمونه در جدول (۱) ذکر شده‌اند.

جدول ۱- مقادیر ورودی خواص سنگ و سیال

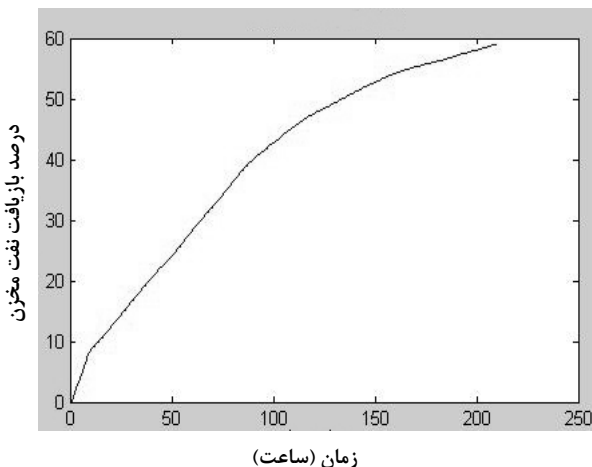
۵ عدد	تعداد بلوک‌ها در جهت عمق
۱۵ عدد	تعداد بلوک‌ها در جهت طول
۱ عدد	تعداد بلوک‌ها در جهت عرض
۶ft	طول بلوک‌ها در جهت عمق
۶ft	طول بلوک‌ها در جهت طول
۶ft	طول بلوک‌ها در جهت عرض
۵md	نفوذپذیری مطلق در جهت عمق
۵۰md	نفوذپذیری مطلق در جهت طول
۵۰md	نفوذپذیری مطلق در جهت عرض
۰/۱۷	تخلخل در جهت عمق
۰/۱۷	تخلخل در جهت طول
۰/۱۷	تخلخل در جهت عرض
۰/۸	اشباع اولیه‌ی نفت برای مخزن آبدوست
۰/۲	اشباع اولیه‌ی آب برای مخزن آبدوست
۰/۰	اشباع اولیه‌ی گاز برای مخزن آبدوست
۰/۲	اشباع نفت باقیمانده برای مخزن آبدوست در سیستم آب- نفت و نیز در سیستم گاز- نفت
۰/۲	اشباع آب هم‌زاد برای مخزن آبدوست
۶۵۰ 'R	دمای اولیه‌ی مخزن
۳۶۰۰ Psi	فشار متوسط اولیه‌ی مخزن
۰۰۴۱۶ روز (معادل ۱ ساعت)	استپ (توقف) زمانی اولیه
۰/۷۹	ثقل مخصوص گاز
۰/۸۶	ثقل مخصوص نفت
۱/۰۴	ثقل مخصوص آب
۳۴۶۰ Psi	فشار ته چاه
۰/۲۵ft	شعاع چاه
۰/۰	اسکین فاکتور
۰/۸۵	نفوذپذیری نسبی نفت در اشباع آب هم‌زاد در سیستم آبدوست
۰/۰۵	اشباع نفت بحرانی
۰/۶	نفوذپذیری نسبی نفت در اشباع گاز بحرانی
۰/۴	نفوذپذیری نسبی آب در اشباع نفت باقیمانده در سیستم آبدوست
۰/۹۵	نفوذپذیری نسبی گاز در اشباع آب هم‌زاد در سیستم آبدوست
۰/۹۰	توان منحنی نفوذپذیری نسبی نفت در سیستم آبدوست (سیستم آب- نفت)
۱/۵	توان منحنی نفوذپذیری نسبی آب در سیستم آبدوست (سیستم آب- نفت)
۱/۲	توان منحنی نفوذپذیری نسبی نفت در سیستم آبدوست (سیستم گاز- نفت)
۰/۶	توان منحنی نفوذپذیری نسبی گاز در سیستم آبدوست (سیستم گاز- نفت)

6. Flash  
7. Blocks



شکل ۲- اشباع نفت - سیلاب زنی به مخزن آبدوست تا میان شکن شدن

در شکل (۳) میزان بازیافت نفت نشان داده شده است.



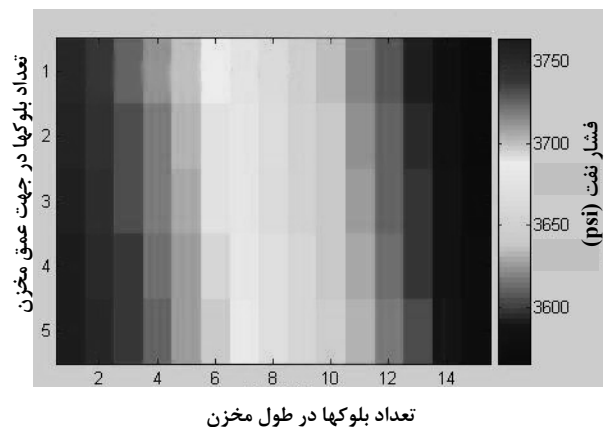
شکل ۳- بازیافت نفت - سیلاب زنی به مخزن آبدوست تا میان شکن شدن

شکل (۳) بیانگر آنست که در این تحقیق با سیلاب زنی به مخزن آبدوست، قادر به بیش از ۵۸٪ بازیافت نفت می باشیم. محاسبات صورت گرفته نشان می دهند که میزان نفت تولیدی بیش از ۱۸ بشکه در روز است. مقایسه نتایج شبیه سازیها در جداول (۲) تا (۵) میزان خطای مدلسازی را نشان می دهند.

همانطور که در جدول (۱) نشان داده شد، در این پروژه جهت بررسی بهتر فرایندها، سنگ مخزن بصورت یک لایه در نظر گرفته شده است. در ضمن ستون اول و آخر از مجموعه بلوکها مختص چاههای تزریقی و تولید می باشند.

### ۳- تزریق آب به مخزن آبدوست

در صورتی که به مخزن شرح داده شده در جدول (۱) با دبی ثابت ۲۵ بشکه در روز آب تزریق نماییم، تا زمانیکه اولین قطره آب تزریقی به ستون آخر برسد و میزان اشباع آب، اندکی از اشباع آب همزاد بیشتر شود، کد نوشته شده به تکرار محاسبات معادلات فشار و اشباع سیالات ادامه خواهد داد. سرانجام پس از ۲۰۹ ساعت از آغاز سیلاب زنی، به نقطه‌ی میان شکن شدن خواهیم رسید. به عبارتی در یکی از بلوکهای ستون آخر که مربوط به چاه تولید می باشد، اشباع آب تغییر می کند. در این زمان، برنامه متوقف خواهد شد. نتایج شبیه سازیها در شکلهای (۱) تا (۳) ارائه شده‌اند:



شکل ۱- پروفیل فشار - سیلاب زنی به مخزن آبدوست تا میان شکن شدن

شکل (۱) نشان می دهد که در این تحقیق، پروفیل فشار در سیلاب زنی به مخزن آبدوست تثبیت می شود (فشار متوسط مخزن حدود ۵۰ psi بالا می رود). با توجه به شکل (۲)، پیشروی جبهه سیلاب در مخزن آبدوست به طور متوازن صورت می گیرد و متناسب با پیشروی جبهه سیلاب، کاهش اشباع نفت نیز رخ می دهد. در ضمن، آب تزریقی بصورت چتری فضای مخزن را ابتدا از پایین به سمت بالا و سپس رو به جلو جاروب می کند.

جدول ۲- مقایسه‌ی اشباع متوسط نفت- سیلاب‌زنی به مخزن آبدوست تا میان‌شکن شدن

میزان اختلاف (خطای شبیه‌سازی)	اشباع نفت در لحظه‌ی میان‌شکن شدن به‌دست آمده از نرم‌افزار CMG	اشباع نفت در لحظه‌ی میان‌شکن شدن به‌دست آمده از کد MATLAB
۳/۵٪	۰/۳۴۴۵	۰/۳۳۲۴

جدول ۳- مقایسه پروفیل فشار- سیلاب‌زنی به مخزن آبدوست تا میان‌شکن شدن

میزان اختلاف (خطای شبیه‌سازی)	متوسط فشار به‌دست آمده از نرم‌افزار CMG (psi)	متوسط فشار به‌دست آمده از کد MATLAB (psi)
۱/۴٪	۳۶۱۴/۳۳۷	۳۶۶۶/۷

جدول ۴- مقایسه‌ی بازیافت نفت- سیلاب‌زنی به مخزن آبدوست تا میان‌شکن شدن

میزان اختلاف (خطای شبیه‌سازی)	بازیافت نفت در لحظه‌ی میان‌شکن شدن به‌دست آمده از نرم‌افزار CMG	بازیافت نفت در لحظه‌ی میان‌شکن شدن به‌دست آمده از کد MATLAB
۳/۴٪	۵۶/۸۷۰۹٪	۵۸/۸۶٪

جدول ۵- مقایسه میزان نفت تولیدی به‌وسیله‌ی دو نرم‌افزار- سیلاب‌زنی به مخزن آبدوست تا میان‌شکن شدن

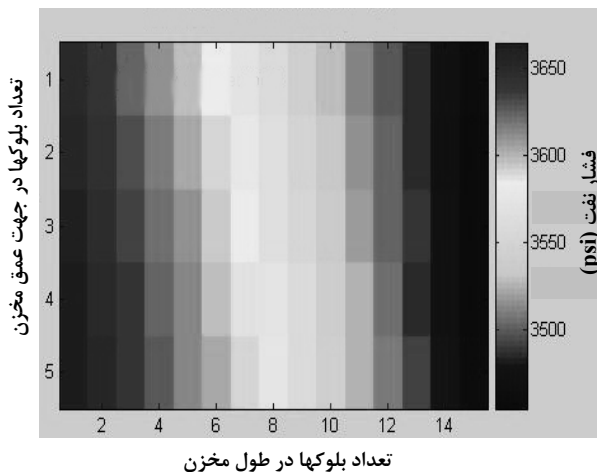
بشکه نفت تولیدی براساس نتایج شبیه‌سازی با CMG	بشکه نفت تولیدی براساس نتایج کد MATLAB	دوره‌ی زمانی
۱۸/۲۳۸۸	۱۸/۳۳۵۲	متوسط تولید روزانه
-----	۰/۱۵٪	خطای شبیه‌سازی

#### ۴- تزریق گاز به مخزن آبدوست

چنانچه بخواهیم با نسبت مساوی با فرایند سیلاب‌زنی، تزریق گاز غیرامتزاجی را انجام دهیم می‌بایستی شدت جریان تزریق گاز، ۶۰۰۰ فوت مکعب در روز باشد. به عبارتی حجم آب در شرایط مخزن بر حسب بشکه<sup>۱</sup> با حجم گاز در شرایط مخزن بر حسب بشکه، برابر در نظر گرفته می‌شود. لازم به ذکر است که شدت جریان تزریق گاز براساس نسبت تزریق ترکیبی آب و گاز مساوی با یک، به‌دست آمده

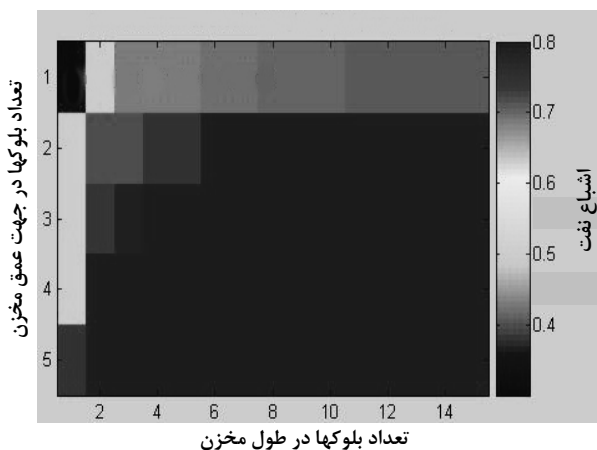
مقایسه‌ی نتایج شبیه‌سازی‌های فوق نشان می‌دهد که کد نوشته شده از دقت مناسبی برخوردار است. از طرفی میزان خطای محاسباتی در ارائه‌ی میزان بازیافت نفت، تابع روش‌های عددی به‌کارگرفته شده در حل معادلات اشباع سیال به صورت صریح و همچنین میزان خطای محاسباتی در ارائه مقدار نفت تولیدی، تابع روش‌های عددی به‌کارگرفته شده در حل معادله‌ی فشار به صورت ضمنی می‌باشد. سرانجام با مقایسه‌ی کلی این جداول به بالاتر بودن دقت حل معادلات به روش ضمنی پی می‌بریم.

1. Reservoir Barrel



شکل ۴- پروفیل فشار در لحظه میان شکن شدن- تزریق گاز به مخزن آبدوست

شکل (۵) نحوه‌ی حرکت سیال تزریقی در مخزن را نشان می‌دهد. غیر از چاه تزریق و ستون‌های کنار آن، گاز تزریقی توان نفوذ به عمق مخزن را ندارد. گاز تزریقی ردیف‌های بالای مخزن را طی کرده و به سمت چاه تولید حرکت می‌کند.



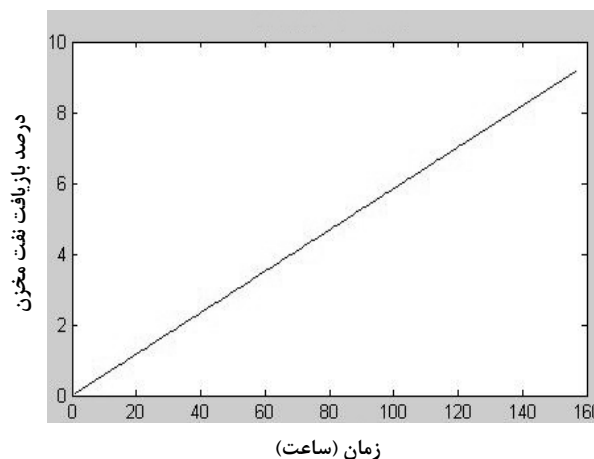
شکل ۵- اشباع نفت - تزریق گاز به مخزن آبدوست

اشباع متوسط نفت در لحظه میان شکن شدن، ۰/۷۵ است. در شکل (۶) باز یافت نفت، ارائه شده است. متوسط نفت تولیدی در این فرایند، ۳/۲۵ بشکه در روز می‌باشد.

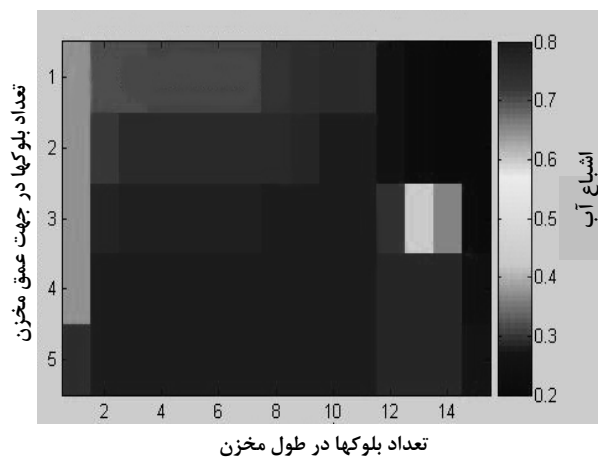
است. برای این‌که فرایند تزریق گاز به مخزن فوق به صورت غیرامتزاجی باشد، می‌بایست فشار گاز تزریقی پایین‌تر از فشار مخزن (پایین‌تر از حداقل فشار امتزاجی) باشد و در ضمن از گازهایی مثل متان (دارای حداقل فشار امتزاجی بالا) و یا گازهایی از جنس گاز درون مخزن استفاده شود. حتی گاز خود مخزن جهت تزریق مجدد، می‌تواند به سیستم بازگردانیده شود. در این تحقیق برای به دست آوردن خواص سیال تزریقی فرض شده است که این خواص با خواص سیال مشابه درون مخزن، یکسان باشند و برای سیال تزریقی خواص یک ماده جدید، در سیستم تعریف نمی‌شود. چنانچه با شدت جریان ثابت شرح داده شده به مخزن آبدوست گاز تزریق کنیم، سرانجام پس از ۱۵۶ ساعت گاز تزریقی، به میان شکن شدن خواهد رسید. لازم به ذکر است که تحت بعضی شرایط تولید و تزریق، مخزن می‌تواند از حالت فوق‌اشباع به حالت اشباع (تزریق گاز در یک مخزن نفتی فوق‌اشباع و کاهش فشار نفت در اثر تولید و افزایش فشار نقطه‌ی حباب بر اثر تزریق گاز) برسد. در این تحقیق در فرایند تزریق گاز غیر امتزاجی، تغییر چندانی در فشار نقطه حباب صورت نمی‌گیرد و علی‌رغم افت فشار مخزن، همچنان، فرایند در بالاتر از نقطه حباب انجام می‌شود. بنابراین تغییرات اشباع گاز در چاه تولید ناشی از تغییر فاز نیست بلکه ناشی از رسیدن قسمتی از جبهه سیال تزریقی به چاه تولید می‌باشد. کد نوشته شده مدام محاسبات فشار، اشباع سیالات و نیز محاسبات فلش را در تمام بلوکها تکرار می‌کند. در هر بار اجرای برنامه تغییر اشباع گاز در کلیه بلوکهای چاه تولید کنترل می‌شود. در هر توقف زمانی که تغییری در اشباع گازی در ستون آخر یا همان چاه تولید مشاهده شود، محاسبات متوقف خواهند شد. در این نقطه پروفیل‌های فشار و اشباع سیالات درون مخزن عبارتند از:

مقایسه شکل‌های (۱) و (۴) نشان می‌دهد که بر خلاف فرایند سیلاب‌زنی، فرایند تزریق گاز غیرامتزاجی به تنهایی قادر به جبران افت فشار مخزن بر اثر تولید نیست. به عبارتی با وجود تزریق گاز غیر امتزاجی فشار متوسط مخزن بر اثر تولید افت کرده است. از طرفی پروفیل فشار در مخزن متأثر از وزن سنگ و سیال و تابع عمق است. این پروفیل از چاه تزریق به سمت چاه تولید کاهش می‌یابد. سیلاب‌زنی تأثیر بیشتری بر این پروفیل دارد و تزریق گاز غیرامتزاجی تأثیر چندانی بر پروفیل فشار مخزن نخواهد داشت، زیرا گاز به سرعت در بالای مخزن حرکت می‌کند و در ضمن تراکم‌پذیری آن، در مقایسه با آب و نفت، زیاد است.

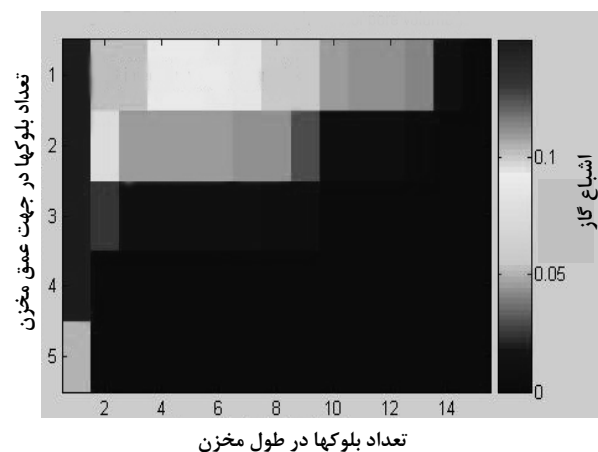
همانطور که پیشتر توضیح داده شد، چنانچه به مخزن آبدوست فوق به مدت ۲۰۹ ساعت آب تزریق کنیم، به نقطه‌ی میان شکن شدن خواهیم رسید و می‌بایست سیلاب زنی را متوقف کنیم. چنانچه پس از آن، تزریق گاز غیرامتزاجی را شروع کنیم، ۱۰۰ ساعت پس از تزریق، به نقطه‌ی میان شکن شدن خواهیم رسید. یعنی با استفاده از تزریق گاز پس از سیلاب زنی، تولید نفت در فرایند تزریق ترکیبی به مخزن آبدوست مدت بیشتری ادامه خواهد یافت. در این لحظه پروفیل‌های اشباع سیالات عبارتند از:



شکل ۶- بازیافت نفت - تزریق گاز به مخزن آبدوست



شکل ۷- اشباع آب در لحظه میان شکن شدن - تزریق ترکیبی به مخزن آبدوست



شکل ۸- اشباع گاز - تزریق ترکیبی

پس از پایان مرحله سیلاب زنی، با ورود گاز به سیستم شرایط مرزی و نیز جملات چشمه در معادله فشار و اشباع تغییر می‌کنند [۱۳-۱۵].

با توجه به داده‌های جداول (۱) و (۲)، در فرایند سیلاب زنی، اشباع متوسط نفت از ۰/۸ به ۰/۳۳ کاهش می‌یابد. در صورتیکه در فرایند تزریق گاز غیر امتزاجی اشباع متوسط نفت از ۰/۸ به ۰/۷۵ کاهش می‌یابد. بنابراین شکلهای (۳) و (۴) نشان می‌دهند که انحلال پذیری گاز و تأثیر آن بر ضریب حجمی نفت، بازیافت نفت را در فرایند تزریق گاز تحت تأثیر قرار می‌دهد. در صورتی که در سیلاب زنی ضریب حجمی نفت تقریباً ثابت می‌ماند و در محاسبات بازیافت نفت قابل صرف نظر کردن است.

## ۵- تزریق ترکیبی آب و گاز غیرامتزاجی به مخزن آبدوست

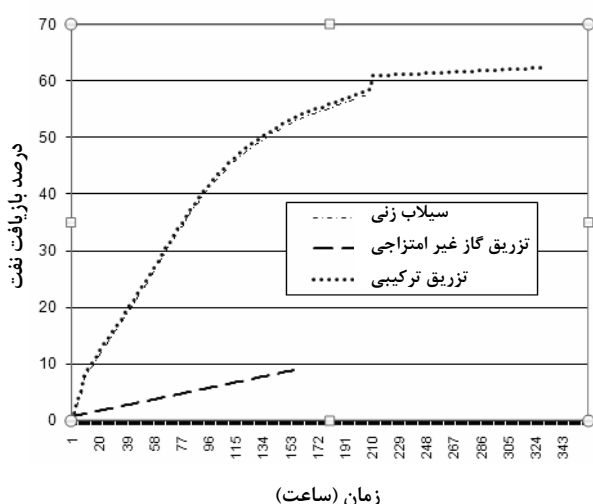
در این قسمت به همان مخزن شرح داده شده در قسمت‌های قبل، آب و گاز (غیرامتزاجی) را به صورت ترکیبی با پارامترهای ذکر شده در جدول (۶) تزریق می‌نماییم.

جدول ۶- پارامترهای تزریق ترکیبی

دبی تزریق	برابر با مراحل تزریق گاز و آب
حجم توده‌ی سیال تزریقی	$0.3 \text{ PV}^1$
نسبت آب به گاز تزریقی	۱
تعداد سیکل‌های تزریقی	۱

1. Pore Volume

پایدار شود و به نقطه‌ی میان‌شکن شدن برسیم. در این نقطه، تزریق آب، کارایی خود را از دست می‌دهد، اما با تزریق گاز، مجدداً تولید نفت ادامه می‌یابد، تا زمانی که مجدداً اشباع سیال تزریقی پایدار شود. گاز تزریقی در این مرحله توانسته است برای مدت ۱۰۰ ساعت بیشتر، تولید نفت را تثبیت کند و در ضمن لایه‌های بالایی را که با تزریق آب دست نخورده بوده‌اند جاروب کرده است. در نقطه‌ی میان‌شکن شدن گاز تزریقی، مجدداً می‌توانیم سیلاب‌زنی و پس از آن تزریق گاز را تکرار کنیم. از لحاظ تئوری، فرایند تزریق ترکیبی با این شیوه دارای بازدهی ۱۰۰٪ خواهد بود.



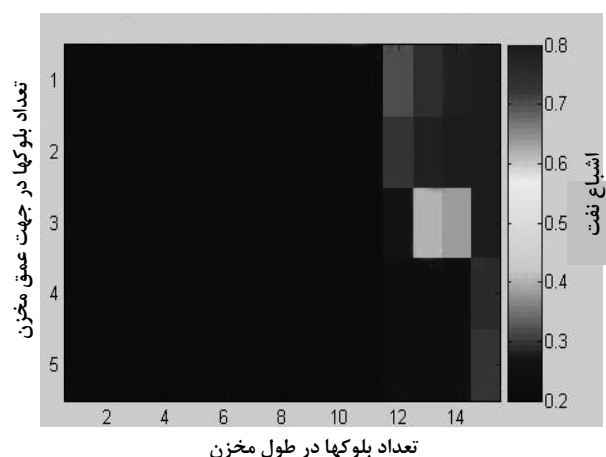
شکل ۱۰- مقایسه باز یافت نفت در فرایندها

#### ۶- جمع بندی و نتیجه گیری

در این تحقیق جهت بررسی بهتر فرایند تزریق ترکیبی، فرایندهای سیلاب‌زنی و نیز تزریق گاز، هر کدام به تنهایی بررسی شده‌اند. همان‌طور که مشاهده شد، جاروی یکنواخت نفت مخزن فقط به وسیله‌ی تزریق ترکیبی امکان‌پذیر است. مقایسه‌ی نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان از صحت کد نوشته شده دارد و در ضمن میزان خطای مدل‌سازی را نشان می‌دهد. به دلیل حل صریح معادلات اشباع، میزان خطای محاسباتی در مقایسه با نتایج حاصله از معادلات فشار مخزن بیشتر است. از طرفی، مقایسه‌ی میزان باز یافت نفت در فرایندهای مختلف (شکل ۱۰) تأیید کننده‌ی بالاتر بودن بازدهی باز یافت نفت در تزریق ترکیبی در مقایسه با سایر روش‌های تزریق سیال (به تنهایی) می‌باشد.

تراکم‌پذیری گاز بالاست و در لحظات ابتدایی پس از تزریق، در بلوک‌های اطراف چاه متراکم می‌شود. سپس از لایه‌های بالایی مسیر خود را به سرعت به سمت چاه تولید باز می‌کند (البته سرعت تولید در مقایسه با سیلاب زنی بالاتر است). در حقیقت گاز به صورت پالس پالس مخزن را تحت تأثیر خود قرار می‌دهد و توزیع جزئی در مخزن خواهد داشت. در صورتی که آب به دلیل تراکم‌پذیری کمتر، به‌طور متوازن مخزن را جارو می‌کند و توزیع مناسب‌تری دارد.

مقایسه شکل‌های (۲) و (۵) با شکل (۹) نشان می‌دهد که تنها در فرایند تزریق ترکیبی، سیال در یک حرکت پیستون‌مانند، نفت را جارو می‌کند و فقط در فرایند تزریق ترکیبی ردیف‌های بالا و پایین مخزن به‌طور متوازن تخلیه می‌شوند. اشباع متوسط نفت در شکل (۹) کمتر از ۰/۳ است. بنابراین حتی با یک سیکل تزریق ترکیبی، کمترین مقدار اشباع نفت، در مقایسه با فرایندهای تزریق آب یا گاز به تنهایی، به دست آمده است.



شکل ۹- اشباع نفت - تزریق ترکیبی

شکل‌های (۷)، (۸) و (۹) نشان می‌دهند که در فرایند تزریق ترکیبی، گاز تزریقی پس از سیلاب‌زنی، پشت جبهه سیلاب قرار گرفته و با جاروی آب، نفت را جابجا کرده است. بنابراین غیرامتراجی بودن فرایند تزریق گاز منطقی به نظر می‌رسد.

شکل (۱۰) نشان می‌دهد که حتی با یک سیکل تزریق ترکیبی، بالاترین میزان باز یافت نفت، در مقایسه با فرایندهای تزریق آب یا گاز به تنهایی، بدست آمده است. درحقیقت به خاطر آبدوست بودن مخزن تزریق ترکیبی را با سیلاب‌زنی آغاز می‌کنیم تا جایی که اشباع آب

- [1] M.I.J. Van Dijke and K.S. Sorbie, "Pore-scale modeling of three-phase flow in mixed-wet porous media: multiple displacement chains", *Journal of Petroleum Science and Engineering* 39, pp. 201-216, (2003).
- [2] M. Sohrabi, D.H. Tehrani, A. Danesh and G.D. Henderson, "Visualization of Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) Injection Using High Pressure Micro models - Oil-Wet & Mixed-Wet Systems", *SPE* 71494, (2001).
- [3] J.H. Champion and J.B. Sheldon, "An Immiscible WAG Injection Project in Kuparuk River Unit", *SPE* 28602, (1994).
- [4] M. Kulkarni and N. Rao, "Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance", *Journal of Petroleum Science and Engineering* 48, PP. 1 – 20, (2005).
- [5] J.R. Christensen, E.H. Stenby and A. Skauge, "Review of the WAG field experience", *SPE* 71203, (2001).
- [6] J. A. Larsen and A. Skauge, "Simulation of the Immiscible WAG Process Using Cycle-Dependent Three-Phase Relative Permeability's", *SPE* 56475, (1999).
- [7] E. J. Spiteri and R. Juanes, "Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection", *Journal of Petroleum Science and Engineering* 50, PP. 115–139, (2006).
- [8] K. M. FURATI, "Effects of Relative Permeability History Dependence on Two-Phase Flow in Porous Media", *Transport in Porous Media* 28, PP. 181–203, (1997).
- [9] Carlson and M. Francis, "Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase", *SPE* 10157, (1981).
- [10] D. Marchesin, H.B. Medeiros and P.J. Paes-Leme, "Hysteresis in two-phase flow: A simple mathematical model", *Comput.Appl.Math.* vol.17, pp. 81-99, (1998).
- [11] B. Plohr, "Hysteresis in Three-Phase Porous Media Flow", 8th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery — Freiberg, Germany, 3 - 6 September (2002).
- [12] O. S. Hustad, "A Coupled Model for Three-Phase Capillary Pressure and Relative Permeability", *SPE* 63150, (2000).
- [12] B.C. Craft, M.F. Hawkins and R.E. Terry, "Applied Petroleum Reservoir Engineering", 2nd Ed, Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, (1991).
- [13] K. Aziz, and A. Settari, "Petroleum Reservoir Simulation", New York, Elsevier scientific publishing company, (1979).
- [14] L.P. Dake, "Fundamental of Reservoir Engineering", New York, Elsevier scientific publishing company, pp. 343-429, (1978).
- [15] Versteeg and Malalasekera, "An Introduction to Computational Fluids Dynamics: the finite volume method", Prentice Hall; 1st Ed., (1996).
- [16] T. Ahmed, "Reservoir Engineering Handbook", 2nd Ed , Gulf Professional Publishing, pp. 54-297, (2001).
- [17] A. Danesh, "PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids", Edinburg, Scotland, pp. 97-94, (1998).
- [18] E. Aarnes, T. Gimse, and K. Lie, "An Introduction to the Numeric's of Flow in Porous Media using Matlab", Dept. of Applied Mathematics, Oslo, (2004).
- [19] "CMG", Computer Modeling Group Company, Calagary, Alberta, Canada, Vers.(2004).