



بررسی و مقایسه بازیافت نفت در فرآیند شبیه سازی تزریق گاز امتزاجی و غیر امتزاجی در یک مخزن شکافدار زیر اشباع

محمدحواد نبوی زاده^۱، دانشگاه علوم و تحقیقات، تهران
عبدالنبی هاشمی^۲، دانشگاه علوم و تحقیقات تهران

اسلام احمدی^۳، دانشگاه علوم و تحقیقات تهران
بابک مرادی^۴، شرکت نفت مناطق مرکزی، دانشگاه علوم و تحقیقات تهران

چکیده

عمده تولید نفت خاورمیانه از مخازن کربناته که بیشتر آنها مخازن شکافدار هستند، صورت می گیرد. مخازن شکافدار در مواردی، کاندیداهای ضعیفی برای ازدیاد برداشت نفت در نظر گرفته می شوند که دلیل آن، پیچیدگی پیش بینی بهره دهی این مخازن می باشد. نفت و سیال تزریقی، تمایل بیشتری به تولید از طریق شکافها داشته و نفت موجود در بلوک های ماتریکس به راحتی جابه جا نمی شوند. تزریق گاز، روشی است که ممکن است به طور قابل توجهی ضریب بازیافت نفت را در این مخازن افزایش دهد. یکی از مکانیسم های مهم ازدیاد برداشت نفت از مخازن شکافدار، «تزریق گاز امتزاجی»^۱ است. تزریق گاز امتزاجی، ممکن است مقادیر قابل توجهی از نفت خام به دام افتاده در ماتریکس ها را بازیافت کند. میدان مورد مطالعه، یک مخزن شکافدار در غرب ایران است.

در این مقاله، برای تعیین حداقل فشار امتزاج پذیری گازهای متان و گاز مخزن، از شبیه ساز ترکیبی یک بعدی و برای تعیین حداقل فشار امتزاج پذیری LPG از ماژول PVTi نرم افزار Geoquest استفاده شده است. در ادامه، الگوهای مختلف تزریق از لحاظ موقعیت و تعداد چاه های تزریقی و نحوه تکمیل آنها مورد بررسی قرار گرفته است. بهترین الگوی تزریق بر اساس بیشترین ضریب بازیافت انتخاب و سناریوهای تزریق گاز در دبی های متفاوت با سناریوی تخلیه طبیعی مورد مقایسه قرار گرفت. تزریق گاز امتزاجی LPG در این مخزن نسبت به سناریوهای تزریق گاز غیر امتزاجی و تخلیه طبیعی دارای ضریب بازیافت بیشتری است. با تزریق LPG به درون مخزن، گاز تزریقی از طریق شبکه شکاف و با کمک ریزش ثقلی به درون بلوک های ماتریکس نفوذ می کند. وقتی که جریان دو فازی در شکافها به وجود می آید، نقش فشار موئینگی نیز افزایش می یابد. فشار موئینگی نفت و گاز در مقابل جریان نفت از درون بلوک های ماتریکس به شکاف مقاومت می کند.

واژه های کلیدی: تزریق امتزاجی، تزریق غیر امتزاجی، مخازن شکافدار، حداقل فشار امتزاجی، شدت جریان تزریق، ضریب بازیافت.

مقدمه

بالای تولید در شروع تولید و افت شدید در مراحل بعدی، ایجاد می کنند. بنابراین، استفاده از یک روش مناسب برای تحریک پتانسیل مخزن برای افزایش تولید بسیار مهم بوده و باید توسط مطالعات دقیق، روش های ارتقاء یافته بازیافت نفت و سازگار با شرایط مخازن تر کدار انجام شود [۱]. تقابل فشار موئینگی بین شکاف و ماتریکس مهم ترین پارامتری است که سبب بازدهی پایین تولید در مخازن شکافدار می شود [۲].

هدف از این مقاله، مقایسه عملکرد بازیافت نفت در سناریوهای تزریق امتزاجی و غیر امتزاجی است. سناریوهای تزریق با سناریو تخلیه طبیعی مقایسه شده است. از گازهای متان، LPG و گاز مخزن به عنوان سیال تزریقی استفاده شده است. در سناریو تخلیه طبیعی، چاه به دو صورت عمودی و افقی تکمیل شده و با سناریوهای تزریق مقایسه شده است. برای مقایسه صحیح، کلیه سناریوها باید در شرایط عملیاتی یکسان صورت گرفته و محدودیت های در نظر گرفته شده برای همه سناریوها یکسان باشد. شدت جریان تزریق بر عملکرد بازیافت بررسی خواهد شد.

میدان مورد مطالعه در غرب ایران واقع شده است. مهم ترین مخازن این میدان شامل: «آسماری»، «یلام» و «سروک» می باشد. ساختار این میدان یک طاق دیس کشیده می باشد. در واقع این مخزن یک مخزن «ریز شکاف»^۲ می باشد زیرا تراوایی شکاف در مخزن کم است. فشار مخزن در حال حاضر زیر اشباع است. خواص مخزن مورد مطالعه در جدول ۱ نشان داده شده است.

لايه هايي با نفوذ پذيري بالا، تأثير زيادي بر جريان سيال در مخزن دارند. درك خوب از جريان سيال در مخزن، مشكلات انتخاب روش بازيافت بهينه را کاهش مي دهد. فاکتور مهم ديگر در اين مخزن، «ترشوندگي»^۳ است که تأثير زيادي بر منحنی های «نفوذ پذیری نسبی» و «فشار موئینگی»^۴ دارد. این فاکتور باعث ایجاد مکانیسم های خاصی در مخازن تر کدار می شوند. این مکانیسم ها، تفاوت های اساسی در روش تولید و رفتار ناهمگون مخزن، در طول تولید از این نوع مخازن (یعنی نرخ

۱- روش و شیوه مطالعه

در این تحقیق، با استفاده از ماژول PVTi نرم افزار شبیه سازی Geoquest، معادله حالت سه پارامتری «پنگ راینسون»^۹ جهت تعیین خصوصیات نمونه سیال مخزن، تنظیم شده و یک مدل یک بعدی (لوله قلمی)^{۱۰} از طریق شبیه سازی ترکیبی E100 جهت تعیین کمترین فشار امتزاجی برای تزریق گازهای متان و گاز مخزن تعریف شده است؛ برای تعیین حداقل فشار امتزاجی برای LPG از ماژول PVTi استفاده شد. الگوهای مختلف تزریق از لحاظ موقعیت و تعداد چاه‌های تزریقی و نحوه تکمیل آنها بررسی شد.

عملکرد باز یافت برای تخلیه طبیعی و تزریق گازهای متان، گاز مخزن و LPG با استفاده از شبیه سازی ترکیبی مقایسه شدند. ترکیب سیال مخزن در جدول ۲ نشان داده شده است.

۱-۱- تعیین خصوصیات نمونه نفت مخزن

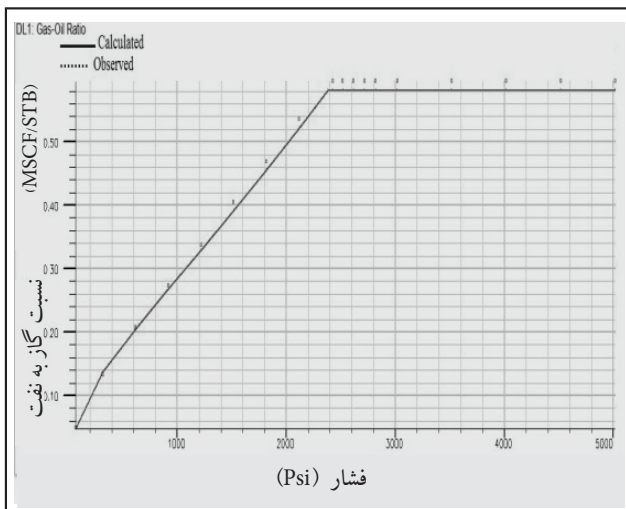
به منظور فهم و پیش بینی رفتار حجمی مخازن نفت و گاز به صورت تابعی از فشار، دانستن خواص فیزیکی سیالات مخزن الزامی است. تعیین دقیق و درست خصوصیات سیال مخزن یکی از عوامل مهم در مطالعات

شبیه سازی است. به دلیل اینکه در فرآیندهای تزریق گاز برهم کنش زیادی بین سیالات وجود دارد، تعیین خصوصیات سیال اهمیت بیشتری پیدا می کند [۳]. با داشتن داده های آزمایشگاهی PVT (آزمایش های «آزادی تفاضلی»^{۱۱}، «انبساط ترکیب ثابت»^{۱۲} در دمای مخزن و همچنین آزمایش تفکیک گر چندگانه) یک معادله حالت برای تعیین خصوصیات سیال ارائه شد. معادله حالت سه پارامتری «پنگ-راینسون» جهت پیش بینی رفتار نمونه سیال و LBC^{۱۳} به عنوان رابطه تجربی گرانروی استفاده شد.

۱-۲- انطباق تاریخچه [۴]

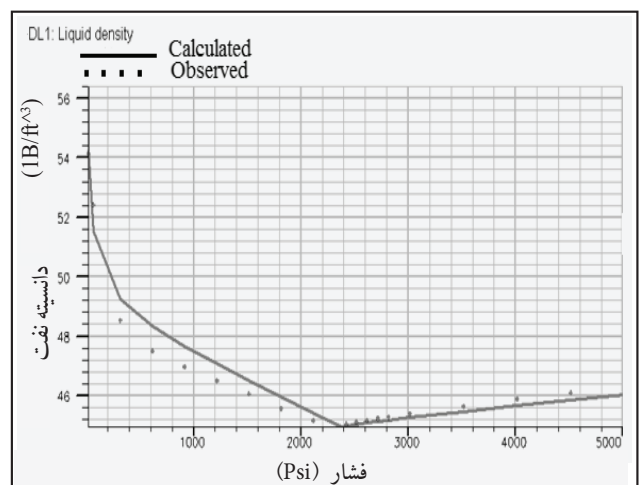
هدف از این مطالعه، شبیه سازی پیش بینی عملکرد مخزن است. به هر حال، به خاطر ناهمگنی مخزن، تفاوت های قابل توجهی بین پارامترهای واقعی کنترل کننده عملکرد مخزن و داده های تعیین کننده مخزن در مدل های عددی وجود دارد. این تفاوت باعث خطای قابل توجهی در نتایج شبیه سازی و پیش بینی عملکرد آینده خواهد شد. در این تحقیق، برای حل این مشکل، از رویکرد انطباق تاریخچه برای تنظیم پارامترهای مدل استفاده شد. این رویکرد ضعف های داده ای را معلوم کرده و اصلاحات لازم برای بهبود مدل را ارائه خواهد کرد.

ترکیب	درصد مولی
C 1	۳۳
C 2	۹/۱
C 3	۵
iC 4, nC 4	۳/۸
iC 5, nC 5	۳/۵
C 6	۳/۶
C7+	۴۲



۲ داده های آزمایشگاهی و محاسبه شده نسبت گاز به نفت بر حسب فشار

۲/۳۳ md	تراوایی افقی شکاف	۵/۹ درصد	تخلخل ماتریکس
۲۴۲۲ Psi	فشار نقطه حباب	۵/۰۲۲ درصد	تخلخل شکاف
۵۲۰۹ Psi	فشار اولیه مخزن در زمان تزریق	۰/۱۹ md	تراوایی عمودی ماتریکس
۲۱۰°F	دمای اولیه مخزن	۸/۶ md	تراوایی عمودی شکاف
۲۸/۳۱۱ API	چگالی نفت	۲/۱ md	تراوایی افقی ماتریکس



۱ داده های آزمایشگاهی و محاسبه شده دانسیته نفت بر حسب فشار



پارامترهای زیر در انطباق تاریخیچه مورد استفاده قرار گرفتند:

- فشار متوسط مخزن
- فشار جریان کف چاه
- برش آب
- نسبت گاز به نفت

۱-۳- توصیف مدل

به منظور مطالعه و بررسی شبیه سازی میدان R از نرم افزار Eclipse ۱۰۰ و ۳۰۰ استفاده شده است. در این شبیه سازی برای بررسی مطلوب تر و دقیق تر پارامترها و فرآیندهای مختلف در این میدان، یک سکتور از مدل استاتیک میدان انتخاب شده است. این سکتور ۲۲,۹۶۰ فوت (۷ کیلومتر) در ۱۴,۷۶۰ فوت (۴/۵ کیلومتر) می باشد.

تعداد و اندازه گریدها در هر راستا به ترتیب زیر است:

- تعداد گریدها در راستای X برابر با ۳۰ و طول هر گرید از ۷۳۹ تا ۷۹۱ فوت است.
- تعداد گریدها در راستای Y برابر با ۴۰ و طول هر گرید از ۳۵۴ تا ۳۸۴ فوت است.
- تعداد گریدها در راستای Z برابر با ۶۸ (گریدهای ۱ تا ۳۴ مربوط به ماتریکس و گریدهای ۳۵ تا ۶۸ مربوط به شکاف) است.

۱-۴- محاسبه و تعیین حداقل فشار امتزاجی

از طریق یک آزمایش لوله قلمی، از بین عوامل موثر، «باز یافت نفت» را تابعی از فشار تزریق، امتزاج پذیری و زمان تزریق گاز تعیین کردیم. راندمان جابجایی برای تزریق گاز تا حدود زیادی وابسته به حداقل فشار امتزاج پذیری می باشد. این فشار کمترین فشاری است که در کمتر از آن سیال تزریقی با نفت مخزن امتزاج پذیر نمی شود. فاکتورهای تاثیر گذار در امتزاج پذیری شامل: ترکیب سیال مخزن، ترکیب گاز تزریقی، دما و فشار مخزن هستند [۵]. روش های آزمایشگاهی و روابط تجربی متعددی برای محاسبه این فشار وجود دارد. حداقل فشار امتزاج پذیری را می توان در آزمایشگاه با استفاده از آزمایش لوله قلمی و یا آزمایش «دستگاه جابجایی بالارونده»^{۱۴} و یا از روابط تجربی «ایکن، فیروز آبادی و گلاسو»^{۱۵} محاسبه نمود.

در این مقاله شبیه سازی ترکیبی یک بعدی برای تعیین حداقل فشار امتزاج پذیری گازهای متان و گاز مخزن با سیال مخزن به کار برده شد. برای تعیین حداقل فشار امتزاج پذیری LPG از ماژول PVTi استفاده شد. مدل یک بعدی لوله قلمی با ۱۰ متر طول ساخته شد تا از وجود امتزاج توسعه یافته در مخزن اطمینان حاصل شود. از روش حل معادلات «کاملاً صریح»^{۱۶} استفاده شد و به منظور فعال کردن وابستگی تراوایی نسبی و فشار موئینگی به کشش سطحی، کلید واژه Miscible به کار برده شده است. برای برخورداری از فشار جابجایی ثابت در مدل لوله قلمی در حین تزریق گاز، اختلاف فشار اندکی مابین چاه تزریقی و چاه تولیدی در نظر

گرفته شد و همچنین تزریق گاز در شدت جریان ثابت مخزن انجام شد. چاه تزریقی در اولین گرید و چاه تولیدی در آخرین گرید مدل قرار داده شد تا با فشار ته چاهی ثابت، تولید صورت گیرد. روش استاندارد و معمول در متوقف کردن جابه جایی در شبیه سازی لوله قلمی، استفاده از مقدار گاز تزریق شده است. اغلب، جابه جایی پس از تزریق سیال به اندازه ۱/۲ برابر حجم فضای خالی، متوقف می شود [۶]. برای یافتن حداقل فشار امتزاجی ترکیب گازی، شبیه سازی های لوله قلمی متعددی در شرایط فشاری مختلف اجرا شد.

شبیه سازی ها برای هر فشار جابجایی، توسط مدلی با ۱۰۰۰ گرید انجام شد. در نهایت، نمودار ضریب باز یافت در مقابل فشار جابجایی رسم شد تا نقطه شکستن باز یافت برای تعیین مقدار حداقل فشار امتزاجی مشخص شود. مقدار حداقل فشار امتزاج پذیری برای متان و گاز مخزن به ترتیب ۶۳۰۰ psi و ۵۴۰۰ psi به دست آمد. نمودار حداقل فشار امتزاجی برای متان در شکل ۳ نشان داده شده است.

۲- مطالعه موردی مدل سکتور واقعی مخزن

هدف اصلی این مطالعه، ارزیابی و مقایسه سناریوهای تزریق امتزاجی و غیر امتزاجی به عنوان روش های ازدیاد برداشت از این مخزن است. به منظور در دست داشتن یک مبنای مقایسه ای صحیح، تمامی سناریوها باید در شرایط عملیاتی یکسان انجام شوند.

یک سکتور از مدل جامع میدان استخراج شده و مطالعات بر روی آن انجام گرفت. یک چاه تزریقی در شیب بالایی سکتور و یک چاه تولیدی در شیب پایینی مدل واقع شده اند. اشباع نفت در تمام گریدهای نزدیک چاه تزریقی، در ابتدای فرآیند تزریق تا حدودی بالا است. اما نزدیک چاه های تولیدی، اشباع نفت در گریدهای ۳۵ تا ۳۷ بیشتر بوده و اشباع آب در گریدهای ۴۱ تا ۴۳ زیاد است و ممکن است باعث افزایش برش آب در چاه های تولیدی شود. در مخازن شکافدار، ماتریکس ها شبکه شکاف

۳ محدودیت های اعمال شده برای تمام سناریوها	
فشار ته چاهی برای چاه های تزریقی	۶۰۰۰ Psi
فشار ته چاهی برای چاه های تولیدی	۱۹۵۰ psi
محدودیت برش آب برای چاه تولیدی	۷۰ درصد
محدودیت گاز به نفت تولیدی	۱۰ Mscf/Stb
حداکثر دبی جریان تولید نفت	۹۰۰۰ Stb/day
حداقل دبی تولید نفت	۲۰۰ Stb/day

۴ نتایج سناریوی تخلیه طبیعی با چاه عمودی					
سناریو	نرخ تزریق (MMscf)	تولید جمعی نفت (Stb)	نسبت نفت به گاز (Mscf/Stb)	فشار مخزن (Psi)	حدود برش آب (بدون بعد)
۱	۰/۰	۶/۸۲۷۸۳۴ EV	۰/۴۵۵۳۰	۱۹۹۰/۸	۰/۲۳۰۷۸

الگوهای با دو چاه تزریقی مورد بررسی قرار گرفت و نتایج آنها نشان داد که در این الگوها نه تنها دبی تولید کاهش می‌یابد، بلکه نسبت گاز به نفت نیز افزایش نشان می‌دهد. الگو با سه چاه تزریقی و الگوی five-spot (چهارچاه تزریقی در اطراف و یک چاه تولیدی در وسط) نیز بررسی شدند و نتایج نشان داد که در این الگوها دبی تولید افزایش نیافته و نسبت گاز به نفت شدیداً افزایش می‌یابد و عملاً افزایش تعداد چاه‌های تزریقی تأثیری در افزایش بازیافت ندارد.

۲-۲- بهینه‌سازی نرخ تولید نفت

برای مطالعه اثر نرخ تولید نفت بر بازیافت نفت به ترتیب پنج نرخ تولید نفت ۸۰۰۰، ۷۰۰۰، ۹۰۰۰، ۱۰،۰۰۰ و ۱۱،۰۰۰ stb/day ارزیابی شدند. الگوی تزریق چاه تزریقی ۴ و نرخ تزریق ۵ mscf/day انتخاب شد. در نرخ‌های تولید پایین، زمان peak_rate بیشتر بوده و مقادیر peak کم، در حالی که برای نرخ‌های تولید بالاتر، مقدار peak بزرگ بوده و زمان peak کوتاه است. تولید در نرخ‌های تولید نفت بالا، سریع‌تر افت پیدا می‌کند که به دلیل مخروط شدگی گاز و پیشرفت سریع آن است که منجر به نسبت بالای GOR می‌شود. مطالعه شبیه‌سازی نشان می‌دهد که نرخ بهینه نفت در حدود ۹۰۰۰ stb/day است.

۲-۳- سناریوهای تخلیه طبیعی مخزن

چاه تولیدی از گرید ۳۵ تا ۳۷ و ۴۱ تا ۴۳ در شکاف‌ها تکمیل شده است. در نزدیکی چاه تولیدی، اشباع نفت در گریدهای ۳۵ تا ۳۷ و اشباع آب در گریدهای ۴۱ تا ۴۳ در راستای عمودی بسیار زیاد بوده و ممکن است باعث شود برش آب در چاه تولیدی افزایش یابد. در حالت تخلیه طبیعی با

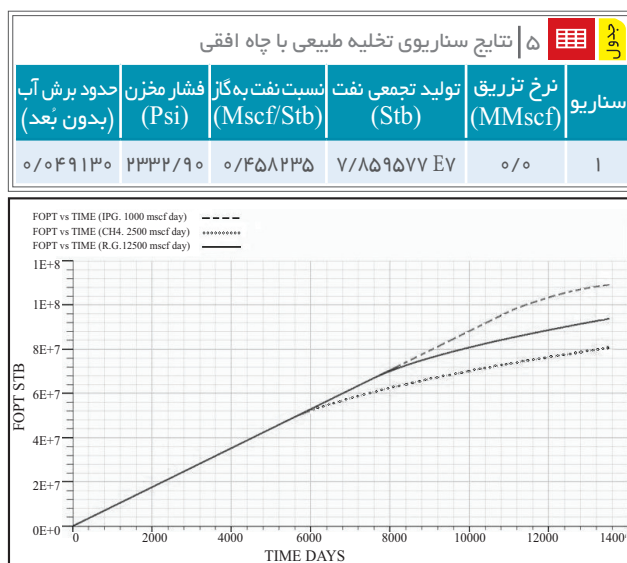
را تغذیه کرده و نفت از طریق این شبکه به سمت چاه‌های تولیدی جریان می‌یابد. بنابراین زمانی که تراوایی بلوک‌های ماتریکس بیشتر باشد، شبکه شکاف از طریق آنها بهتر تغذیه شده و در نتیجه میزان بازیافت افزایش خواهد یافت. هم‌چنین تراوایی سیستم شکاف‌ها بر عملکرد بازیافت، تأثیر به‌سزایی خواهد داشت [۷].

۲-۱- بررسی الگوهای مختلف تزریق از لحاظ تعداد، موقعیت و نحوه تکمیل

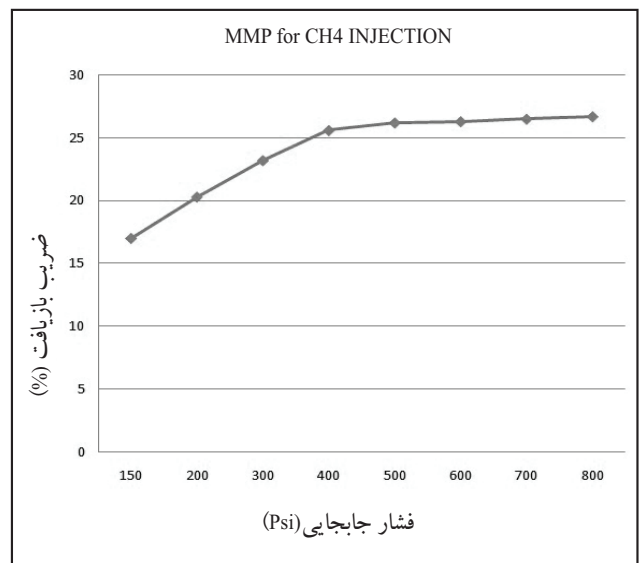
سناریوهای متفاوتی به منظور بررسی تعداد، موقعیت و نحوه تکمیل چاه‌های تزریقی بررسی شد. در این مرحله از مطالعه، گاز متان به عنوان گاز تزریقی انتخاب شد.

بهترین الگوی تزریق، الگویی است که به برش و نسبت گاز به نفت پایین‌تر و نیز به میانگین فشار مخزن و بازیافت نهایی بالاتری منجر شود. هر چه میانگین فشار مخزن در طول فرآیند تولید بالاتر باشد، احتمال داشتن یک جابه‌جایی امتزاجی بیشتر خواهد بود. این معیارها باعث می‌شوند که فرآیند تزریق برای مدت بیشتر و با کیفیتی بالاتر ادامه پیدا کند [۸]. محدودیت‌های اقتصادی اعمال شده در تمام سناریوها مطابق جدول ۳ می‌باشد.

در مکان‌های مختلف مخزن، ۹ الگو با یک چاه تزریقی مورد ارزیابی قرار گرفت و هم‌زمان نحوه تکمیل چاه در یک مکان نیز تغییر داده شد. الگوی ۴ (موقعیت چاه ۲۱۲۶) با یک چاه تزریقی در بالاترین قسمت مخزن و تکمیل آن در ناحیه پایینی ستون نفت بهترین الگو با یک چاه می‌باشد. این الگو به دلیل این که شیب مخزن در این مکان بسیار مناسب است باعث نفوذ دیر هنگام‌تر گاز در چاه‌های تولیدی نسبت به الگوهایی که در موقعیت‌هایی با شیب کم قرار دارند می‌شود. در ادامه،



۱۴ | مقایسه ضریب بازیافت نهایی بر حسب زمان برای سه گاز تزریقی: متان، گاز مخزن و گاز LPG



۱۳ | ضریب بازیافت بر حسب فشار برای تزریق متان



نرخ جریان تزریق، به دلیل نفوذ زود هنگام گاز تزریقی در چاه تولیدی یا به عبارتی افزایش نسبتاً زیاد نسبت گاز به نفت، باعث کاهش دبی تولید می شود. بهترین نرخ جریان تزریق، ۲۵۰۰ Mscf/day می باشد.

۲-۵-۲ سناریو تزریق گاز مخزن

حداقل فشار امتزاجی برای ممزوج شدن گاز مخزن با سیال مخزن ۵۴۰۰ psi به دست آمد که در این شرایط با توجه به فشار مخزن، ۵۲۰۹ psi، این گاز با سیال مخزن غیر امتزاج پذیر می باشد. نتایج نشان می دهد که با افزایش نرخ شدت جریان تزریق، در نرخ های پایین تزریق، افزایش بازیافت نفت زیاد است، اما در نرخ های بالای تزریق، این افزایش بازیافت نفت کم می باشد و دلیل آن نفوذ زود هنگام گاز در چاه تولیدی و به تبع آن افزایش نسبت گاز به نفت تولیدی می باشد [۹]. بهترین نرخ جریان تزریق در این سناریو Mscf/day ۱۲,۵۰۰ می باشد. در شبیه سازی با Eclipse ۳۰۰ رفتار فاز گاز با استفاده از یک معادله حالت و روابط تعادلی بیان می شود که در این حالت محاسبات تخریب آبی مورد نیاز است. در نتیجه برای شبیه سازی فرآیندهای ازدیاد برداشت همانند تزریق گاز مخزن، باید از مدل های ترکیبی استفاده کرد که منجر به پیش بینی دقیق تعادلات بخار-مایع میان نفت در جای مخزن و سیال تزریقی شود. در این سناریو مهمترین مکانیزم «ریزش ثقلی» می باشد. در این سناریو، نفت فاز ترکننده است و تمایل دارد که درون شبکه ماتریکس باقی بماند. این بدان معنی است که فشار موئینگی نفت-گاز، در بلوک های ماتریکس در مقابل جریان نفت از سیستم ماتریکس به سیستم شکاف مقاومت می کند. بنابراین فشار موئینگی نفت-گاز، بازیافت نهایی را پایین می آورد.

۲-۵-۳ سناریو تزریق LPG

حداقل فشار امتزاجی برای ممزوج شدن LPG با سیال مخزن ۲۳۸۰ psi به دست آمد که در این شرایط با توجه به فشار مخزن، ۵۲۰۹ psi، این گاز با سیال مخزن کاملاً امتزاج پذیر می باشد. هنگامی که LPG به درون مدل تزریق شد، گاز تزریقی از طریق شبکه شکاف و با کمک ریزش ثقلی به درون بلوک های ماتریکس نفوذ می کند. وقتی که جریان دو فازی در شکاف ها به وجود می آید، نقش فشار موئینگی نیز افزایش می یابد. در مورد دو فاز نفت و LPG، فشار موئینگی نفت و گاز در مقابل جریان نفت از درون بلوک های ماتریکس به شکاف ها مقاومت می کند. بنابراین هنگام تزریق LPG (گاز) نیروهای موئینگی باعث کاهش بازیافت نهایی می شود. در شدت جریان های تزریق بالا، نیروهای گرانشی و نیروهای ثقلی قوی تر می شوند و جبهه جابجایی، سریع تر پخش می شود. در این حالت سیال تزریقی فرصت کافی برای داشتن تماس با نفت درون ماتریکس را نخواهد داشت. بنابراین مقدار زیادی از نفت درون ماتریکس در همان جا باقی می ماند. در زمان های اولیه پس از شروع تزریق، نسبت گاز به نفت شدیداً افزایش می یابد. این پدیده به دلیل حرکت سریع گاز تزریقی درون سیستم شکاف است و تقریباً بدون اینکه با نفت درون بلوک های ماتریکس ارتباط برقرار کند از چاه تولیدی، تولید می شود. بهترین

چاه عمودی (در واقعیت چاه حفر شده در مخزن به این صورت است) به دلیل این که قسمت پایین آن در نزدیکی لایه آبدی تکمیل شده است، برش آب آن نسبت به حالت تخلیه طبیعی با چاه افقی (چاهی که در این مطالعه تکمیل شده است و شبکه های نزدیک به لایه آبدی یعنی از گرید ۴۱ تا ۴۳ را مسدود نموده و در قسمت بالاتر که درصد اشباع نفت زیاد است به صورت افقی تکمیل شده است) بیشتر است و از طرفی به دلیل اینکه در گریدهای ۳۵ تا ۳۷ درصد اشباع نفت بالا بوده و تراوایی افقی ماتریکس و شکاف در این قسمت بیشتر می باشد، تکمیل افقی چاه در این گریدها می تواند منجر به افزایش دبی تولید از چاه شود. نتایج سناریوهای تخلیه طبیعی در جدول ۵ و ۴ نشان داده شده است.

۲-۴-۲ بهینه سازی الگوی تزریق

چاه تولیدی در تمامی سناریوهای تزریق به صورت عمودی-مشابه وضعیت چاه در شرایط واقعی-در نظر گرفته شده است. همان طور که در بخش قبل بحث شد، الگوی ۴ به عنوان بهترین الگوی تزریق انتخاب شد. یکی از مهم ترین پارامترهایی که فرآیند جابه جایی امتزاجی و نیز راندمان آن را تحت تاثیر قرار می دهد، «نرخ تزریق گاز» است. شدت تزریق پایین ممکن است به فرآیند جابه جایی آهسته و در نهایت به بازیافت کم نفت در زمان طراحی شده برای پروژه منجر شود. دبی تزریق بالا نیز ممکن است به نفوذ زود هنگام گاز در چاه های تولیدی منجر شود. به همین دلیل، چندین شدت جریان مختلف تزریق گاز، با هدف تعیین شدت جریان تزریق بهینه، مورد مطالعه قرار گرفت. پنج مورد با نرخ های تزریق ۲/۵, ۵, ۷/۵, ۱۰, ۱۲/۵ mmscf/day برای مطالعه در نظر گرفته شد؛ بازیافت نفت برای سه گاز متان، گاز مخزن و گاز LPG، به ازای نرخ های مختلف تزریق گاز، محاسبه شد.

۲-۵-۲ سناریوهای تزریق با استفاده از شبیه ساز Eclipse ۳۰۰

محدودیت های فنی و اقتصادی اعمال شده و هم چنین الگوی چاه تزریقی استفاده شده در این شبیه ساز، مشابه قسمت قبلی می باشد. یعنی شرایط عملیاتی برای تمامی سناریو ها در دو شبیه ساز کاملاً یکسان فرض شده است. در این قسمت از مطالعه، سه نوع گاز متان، گاز مخزن و LPG انتخاب شدند، سپس دبی های مختلف آنها مورد ارزیابی قرار گرفته و ضریب بازیافت نهایی هر سناریو مشخص شد.

۲-۵-۱- سناریو تزریق متان

حداقل فشار امتزاجی برای ممزوج شدن متان با سیال مخزن، ۶۳۰۰ psi به دست آمد که با توجه به فشار مخزن، ۵۲۰۹ psi، این گاز با سیال مخزن غیر امتزاج پذیر می باشد. نتایج نشان می دهد که با افزایش دبی تزریق، فشار مخزن و هم چنین نسبت گاز به نفت افزایش می یابد. در این سناریو، تزریق متان یک حالت تثبیت و نگهداری فشار را دارد و افزایش

در گریدهایی که درصد اشباع نفت در آنها بالا بوده و نسبت به لایه‌های بالایی و پایینی دارای تراوایی بیشتر هستند صورت گرفته است.

۶. شدت جریان تزریق بهینه برای هر سناریو تعیین شد. شدت جریان تزریق بهینه برای سناریوهای تزریق متان، گاز مخزن و LPG به ترتیب Mscf/day ۲۵۰۰, Mscf/day ۱۲,۵۰۰, Mscf/day ۱۰,۰۰۰ به دست آمد.

۷. هنگام تزریق گاز LPG نیروهای موئینگی باعث کاهش باز یافت نهایی می‌شود. پس در تزریق امتزاجی باید سعی شود فشار متوسط مخزن کمتر از حداقل فشار امتزاجی نشود، چون در این صورت دبی تولید به شدت افت کرده و نسبت گاز به نفت شدیداً افزایش می‌یابد و باعث بسته شدن چاه می‌شود.

۸. در تمامی سناریوها، حضور سیستم شکاف ها باعث شد که سیال تزریق شده و نفت، از شبکه شکاف ها عبور کرده و نفت موجود در بلوک‌های ماتریکس به راحتی جابه‌جا نشود.

علایم اختصاری

FOPT=Field Oil Production Total
 FOPR=Field Oil Production Rate
 FPR=Field Pressure Rate
 FOE=Field Oil Efficiency
 FGOR=Field Gas Oil Ratio
 FWCT=Field Water Cut Total
 API=American Petroleum Institute
 MMP=Minimum Miscible Pressure (حداقل فشار امتزاجی)

نرخ جریان تزریق برای LPG، Mscf/day ۱۰,۰۰۰ می‌باشد. مقایسه ضریب بازیافت نهایی برای سه گاز تزریقی متان، گاز مخزن و گاز LPG در شکل ۴ نشان داده شده است.

نتیجه‌گیری

با توجه به بررسی‌های انجام شده در این مطالعه نتایج زیر به دست آمد:

- نتایج نشان داد که ضریب بازیافت در تزریق LPG، گاز مخزن، گاز متان، تخلیه طبیعی با چاه عمودی و افقی به ترتیب ۲۶/۴۶، ۲۰/۸۲، ۱۸/۰۴، ۱۵/۱۶ و ۱۷/۵۳ درصد می‌باشد. تزریق LPG در این مخزن نسبت به دیگر سناریوهای تزریق گاز و تخلیه طبیعی دارای ضریب بازیافت بیشتری است.
- گاز متان و گاز مخزن با توجه به حداقل فشار امتزاجی با سیال مخزن غیرامتزاج پذیر و LPG با سیال مخزن امتزاج پذیر می‌باشد.
- الگوی مشبک کردن و شدت جریان تزریق، عوامل مهمی هستند که در فرآیند تزریق بر بازیافت تولید موثر هستند.
- بهترین بازیافت تولید از مدل در حالتی است که چاه تزریقی در بالاترین قسمت مخزن (جایی که شیب مخزن زیاد باشد) و تکمیل آن در پایین ستون نفت باشد.
- در بررسی تخلیه طبیعی مخزن به دو صورت چاه عمودی و افقی، چاه افقی دارای ضریب بازیافت بیشتری می‌باشد. این موضوع به این دلیل است که برش آب در چاه افقی کمتر بوده و هم‌چنین تکمیل این چاه

پی‌نوشت‌ها

- | | | |
|---------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| 1. eslamahmadi@yahoo.com | 6. Micro fracture | 12. Constant Composition |
| 2. Morady.babak@gmail.com | 7. Wettability | Expansion (CCE) |
| 3. nabavizadeh@yahoo.com | 8. Capillary pressure | 13. Lohrens-Bray-Clark (LBC) |
| 4. nabi.hashemi@gmail.com | 9. Peng-Robinson | 14. Rising Bubble Apparatus |
| | 10. Slim tube | 15. Eakin, Firoozabadi and Glaso |
| 5. Miscible gas injection | 11. Differential Liberation (DL) | 16. Fully Implicit |

منابع

- [1] Sobhi, G. and Kiani, M. "Comparison and Investigation of Recovery Factor In Process of Water and Gas Injection Simulation in One of the Fractured Reservoir in the South of Iran", SPE 100276, 2006.
- [2] Firoozabadi, "Recovery Mechanisms in Fractured Reservoir and Field Performance", JCPT, 39 (2000), 13.
- [3] Thomas, L.K., Dixon, T.N. and Pierson, R.G.: "Fractured Reservoir Simulation", SPEJ, PP.42-45, (FEB.1983).
- [4] C.Merdaci, D. Tiab, "A Simulation Study of Performance Miscible Displacement in El Gassi Field, Algeria", SPE 111413, 2008.
- [5] Bon, J, and Sarma, H.K.: "An Investigation of Minimum Miscibility Pressure for CO2-Rich Injection Gas- es with Pentanes Plus Fraction", SPE 97536, (2005).
- [6] Schlumberger: "An Introduction to PVT Analysis and Compositional Simulation", (2007).
- [7] Warren, J.E. and Root, P. J.: "The Behaviour of Naturally Fractured Reservoirs", SOC. Pet. Eng. J, Vol 9 (Sept 1963).
- [8] Moradi, B. And Shahvaranfard, A.: " Evaluation of Different Flooding Scenarios as Enhanced Oil Recovery Method in Fractured Reservoir", SPE Members, 2009.
- [9] Trivedi, J.J., and Babadagli, T.: " Efficiency of Miscible Displacement in Fractured Porous Media", SPE, U. of Alberta, 100411, (2006).